

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

ЭКОНОМИКА ПРОМЫШЛЕННОСТИ

В трех томах

Под редакцией
А.И.Барановского
Н.Н.Кожевникова
Н.В.Пирадовой

том **2**

Экономика и управление энергообъектами

РАО «ЕЭС России». Электростанции.
Электрические сети

книга
2

*Рекомендовано Министерством
общего и профессионального образования
Российской Федерации
в качестве учебного пособия для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по техническим специальностям
и направлениям*

WWW.03-TS.RU

МОСКВА
 **Издательство МЭИ**
1 9 9 8

УДК 338.24
ББК 65.9(2)
Э 40

Рецензенты: зам. министра экономики РФ В.В. Коссов, вице-президент РАО «ЕЭС России» Н.Д. Бойко, кафедра менеджмента в международном топливно-энергетическом бизнесе Института управления в энергетике

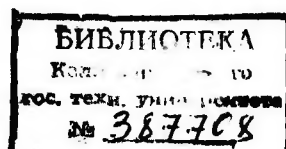
Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. — В 3-х т.
Э 40 Т 2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети / Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинакаева и др.; Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. — М.: Издательство МЭИ, 1998. — 368 с.: ил.

ISBN 5-7046-0167-7

Изложены проблемы экономики переходного периода энергетической системы (ЕЭС) России, включая создание и развитие РАО «ЕЭС России», организацию рынков энергии, а также регулирование и расчеты тарифов на электроэнергию. Подробно отражены основные вопросы экономики и управления тепловыми и гидроэлектростанциями, предприятиями электрических сетей.

Для студентов специальности «Экономика и управление на предприятии», кроме того может быть использована специалистами-энергетиками

ISBN 5-7046-0167-7 (Т. 2, кн. 2)
ISBN 5-7046-0164-2



УДК 338.24
ББК 65.9(2)
© Авторы, 1998

ПРЕДИСЛОВИЕ

Второй том учебного пособия «Экономика промышленности» — «Экономика и управление энергообъектами», по существу, одна из первых книг в области экономики энергетики после перехода страны к рыночным отношениям. Второй том состоит из трех книг и охватывает весь перечень вопросов экономики и управления производством энергии (ТЭС, ГЭС), ее передачей и распределением. В первой книге рассматриваются общие вопросы экономики и управления; во второй — состояние РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети; третья — посвящена промышленной энергетике и реализации продукции.

Второй том составлен с учетом учебных планов и программ ведущих технических вузов России и установившейся практики на предприятиях энергетики. Учебное пособие отражает сложившиеся экономические отношения в системе РАО «ЕЭС России» и взаимосвязи его подразделений с потребителями на этапе переходного периода к рыночной экономике.

Книга методически отличается от других подобных книг издававшихся ранее, прежде всего, четкой структурой и глубиной изложения. Она структурно построена как логическая цепочка рассмотрения вопросов от общих — к конкретной специфике отрасли, от начала производства энергии до ее реализации.

В связи с тем, что экономические процессы в стране протекают сложно, претерпевая изменения, авторами и издательством приложены большие усилия, для того, чтобы написать учебное пособие в минимально короткие сроки, охватив весь необходимый объем проблем. Основной задачей авторов являлось возможно более близкое к реальным условиям описание процессов в области экономики энергетики поскольку именно это представляет определенный интерес для читателя.

Предлагаемый в книге материал в настоящее время излагается в учебных курсах для студентов специальности «Экономика управления на предприятии».

Книги 2-го тома написаны коллективами авторов, в которые вошли ведущие преподаватели кафедры ЭКО МЭИ, ведущие специалисты из Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», проектных организаций.

Авторы выражают глубокую признательность руководству РАО ЕЭС и ряда его департаментов, МЭИ и Издательства МЭИ за поддержку и должное внимание, рецензентам за ценные замечания и предложения по совершенствованию рукописи, редакторам издательства за внимательное и доброжелательное отношение к авторскому коллективу.

В книге 2 «РАО ЕЭС России» «Электростанции, электрические сети», включающей 4 раздела и 23 главы, авторы подробно останавливаются на экономике переходного периода единой энергетической системы (ЕЭС) России, включая вопросы создания и развития РАО «ЕЭС России», организации рынков энергии и регулирования и расчетов тарифа на электроэнергию. В книге подробно отражены основные вопросы экономики и управления тепловыми электростанциями, гидроэлектростанциями и предприятиями электрических сетей.

В работе над книгой принимали участие: канд. экон. наук А.И. Барановский, д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, канд. экон. наук Н.В. Пирадова — предисловие; А.В. Бобылев, В.В. Дорофеев, д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, С.В. Образцов — гл. 1; В.В. Дорофеев, д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, С.В. Образцов, Т.В. Петрикова, канд. техн. наук Г.Н. Пузин — гл. 2, 3; Т.Ф. Басова — гл. 6—11; д-р техн. наук А.Ю. Александровский — 12.1, 12.2; канд. техн. наук И.И. Файн — 12.3; д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, канд. техн. наук И.И. Файн — 12.4; д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, Ю.Н. Соловьев — гл. 13; д-р техн. наук Н.Н. Кожевников — гл. 14; канд. техн. наук И.И. Файн — гл. 15; д-р техн. наук Н.Н. Кожевников, Е.В. Чернова — гл. 16; д-р техн. наук Н.Н. Кожевников — гл. 17; Н.С. Чинакаева, А.А. Перчаткин — гл. 18.; Н.С. Чинакаева — гл. 19—23.

Раздел I

ЭКОНОМИКА ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (ЕЭС) РОССИИ

Глава 1

ЕДИНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА РОССИИ

1.1. СОЗДАНИЕ ЕЭС РОССИИ

Исторически развитие электроэнергетики России как одной из крупнейших составных частей народного хозяйства бывшего СССР проходило на основе поэтапного объединения и организации параллельной работы региональных энергетических систем с формированием межрегиональных энергосистем и последующим созданием ЕЭС, представлявшей собой крупнейшее в мире электроэнергетическое объединение, функционировавшее под единым централизованным диспетчерским управлением.

Так, ЕЭС в виде взаимосвязанных зональных энергетических объединений стратегически соответствовала специфическим условиям развития энергетики страны, главнейшими из которых считались:

высокая степень концентрации электрических и тепловых нагрузок вокруг крупных промышленных центров, удаленных друг от друга на значительные расстояния (500—1000 км);

существенная неравномерность распределения по территории страны ресурсов органического топлива и гидроэнергоресурсов, преимущественно размещенных на севере Европейской части, в Сибири, Казахстане и Средней Азии.

Это объективно диктовало появление крупных межрегиональных потоков энергоресурсов и электроэнергии.

Единая энергетическая система обусловила высокую степень концентрации мощности генерирующих источников, при которой более 60 % общего объема производства электроэнергии в стране приходилось на электростанции установленной мощностью 1000 МВт и более. В массовом порядке на органическом топливе сооружались ТЭС мощностью 2400—4000 МВт и АЭС мощностью 4000—6000 МВт.

Такая концентрация мощностей привела к несбалансированности потребностей большинства регионов страны в мощности и энергии с мощностями собственных энергокомплексов. Однако реализация программы со-

вместной работы энергообъединений обеспечила развитие достаточно мощной основной энергетической сети ЕЭС и объединенных энергосистем (ОЭС) напряжением 330—1150 кВ переменного тока с пропускной способностью в сечениях между ОЭС 1500—3000 МВт.

В результате, к моменту распада СССР на базе ЛЭП 500, 750, 1150 кВ была создана уникальная энергетическая система, объединившая энергетические предприятия от Запада до Востока России.

В настоящее время на территории России действуют 73 акционерных общества (АО-энерго), из которых 66 объединены в 6 ОЭС (Северо-запад, Центр, Средняя Волга, Урал, Сибирь и Северный Кавказ), входящих в состав ЕЭС России. Энергосистемы Якутии, Магадана, Сахалина, Камчатки и АО «Таймырэнерго», а также ОЭС Востока работают изолированно.

Установленная мощность всех электростанций России в 1995 г. составила 215,3 млн. кВт, производство электроэнергии 86 млрд. кВт·ч (в том числе на ТЭС — 585,4 млрд. кВт·ч).

Электростанции России в целом обеспечивают потребность страны в мощности и электроэнергии, а также экспорт электроэнергии в зарубежные страны.

Электропотребление в 1995 г. составило 840,6 млрд. кВт·ч, что на 21,7 % ниже уровня 1990 г., максимального за всю историю России. Спад промышленного производства в 1995 г. привел к снижению спроса на электроэнергию. Кроме того, снизился удельный вес промышленности и транспорта в структуре электропотребления России при увеличении доли коммунально-бытового сектора.

Ввод мощности на электростанциях России за 1980—1985 и 1986—1990 гг. составил 32 и 22,7 млн. кВт соответственно или в среднем 6,4—4,5 млн. кВт в год. На электростанциях за 1991—1995 гг. введено всего 8,6 млн. кВт или в среднем по 1,7 млн. кВт в год.

В электрических сетях России напряжением 110 кВ и выше в 1995 г. находилось в эксплуатации около 440 тыс. км линий электропередачи и общей трансформаторной мощности около 530 млн. кВт·А.

Единая энергосистема хорошо автоматизирована, особенно электрические сети и подстанции, в результате чего созданы предпосылки для ее надежной работы. В сложных условиях перехода к рынку основой надежной работы служит то обстоятельство, что ЕЭС работает на оборудовании, изготовленном на предприятиях России и бывших союзных республик. Постановка запасных частей и необходимого оборудования обеспечивается также промышленностью России и бывших союзных республик. Практика показывает, что отечественное оборудование отстает от зарубежного по дизайну, автоматизации (в основном по тепловым блокам), однако эти недостатки компенсируются достаточно высокой надежностью устройств и хорошей работой персонала.

В переходный период подразделениям энергетики удалось сохранить персонал, постоянно заниматься его обучением, чем и обеспечить надежную работу ЕЭС.

Проектирование развития энергетических систем России в условиях разнообразия форм собственности, рыночных отношений и хозяйственной самостоятельности энергетических предприятий осуществляется по новым принципам, главнейший из которых — сочетание интересов федеративного и регионального уровней.

Новая производственно-организационная структура электроэнергетики, условия рынка электроэнергии, выход на рынок большого числа хозяйствующих субъектов, участие различных инвесторов в реализации программ развития и технического перевооружения электроэнергетики существенно расширяют и трансформируют задачи по развитию электроэнергетики.

1.2. РАЗВИТИЕ ЕЭС РОССИИ

В ближайшие годы главной проблемой, влияющей на надежное электроснабжение страны, станет все ускоряющийся износ основных фондов отрасли и, соответственно, замена изношенного оборудования.

На электростанциях России мощности, достигшие предельных наработок, к 2000 г. составят примерно 50 млн. кВт, а в 2005 г. они возрастут до 80 млн. кВт — это более 30% установленной мощности всех электростанций.

Если не принять радикальные меры сейчас, то уже к 2002—2005 гг. значительный резерв мощности в большинстве ОЭС и ЕЭС России будет исчерпан. В 2005 г. выработают ресурс около 55 млн. кВт ТЭС и как следствие возникнут ограничения потребителей по электроэнергии и мощности.

В настоящее время перспектива развития электроэнергетики в основном базируется на трех работах, определяющих развитие электроэнергетики как России в целом, так и отдельных ее регионов. Первая — это энергетическая стратегия России (отрасль «Электроэнергетики»), цели которой заключаются в следующем:

формирование принципов и важнейших направлений развития электроэнергетики в составе топливно-энергетического комплекса на долгосрочную перспективу (15—20 лет) для обеспечения надежного и экономичного энергообеспечения страны;

рациональное использование природных ресурсов и снижение нагрузки на окружающую среду;

интеграция усилий субъектов федерации по развитию энергетики, объективно обусловленная технологическим единством энергетических систем;

рекомендации по созданию условий для взаимовыгодного сотрудничества энергоизбыточных и энергодефицитных районов России.

Стратегия должна отражать государственную политику в отрасли «Электроэнергетика» и учитываться при принятии решений органами законодательной и исполнительной властей России.

Задачами стратегии на рассматриваемую перспективу считаются:

прогноз условий формирования топливно-энергетического баланса и варианты (возможности) топливообеспечения электростанций с оценкой объемов ресурсов для инвестирования сопряженных отраслей;

обоснование рационального уровня развития электроэнергетики на основе анализа возможных вариантов с учетом внешних условий и региональных особенностей;

прогноз спроса на электрическую и тепловую энергию по России и регионам с учетом энергосбережения;

разработка и реализация широкомасштабных энергосберегающих мер для снижения электро- и теплоемкости материального производства и повышения эффективности энергообеспечения коммунально-бытового сектора;

научно-технический прогресс в производстве, передаче и распределении электро- и теплоэнергии;

определение рациональных уровней развития атомной энергетики;

прогноз цен на электроэнергию и их влияние на развитие экономики страны;

совершенствование организационно-правовых форм управления и экономических отношений в электро- и теплоснабжении страны, включая вопросы ценовой политики, налогообложения, прав собственности, разгосударствления, взаимоотношений производителей и потребителей энергии;

создание экспортного потенциала в электроэнергетике.

Вторая работа — это схемы развития ЕЭС России и ее ОЭС, которые разрабатываются на базе схем развития энергосистем в соответствии с Энергетической стратегией России на перспективу (10—15 лет).

Цель схем развития энергосистем — обоснование рациональных путей развития ЕЭС России и ее ОЭС на ближайшую перспективу (5 лет).

Схемы развития ЕЭС и ОЭС России должны предусматривать:

оценку масштабов развития энергетики ЕЭС России;

анализ и прогноз состояния рынка мощности и энергии в регионах России;

анализ состояния действующих энергетических мощностей и возможностей обеспечения прогнозируемого спроса на энергию в регионах на базе контрактов на поставку энергии и мощности;

выбор рациональной структуры генерирующих мощностей ЕЭС России и ее ОЭС и рекомендации по размещению электростанций всех типов;

требования в части топливообеспечения электростанций;

мероприятия по снижению потерь в электрических сетях и сокращению расхода на собственные нужды электростанций;

оценку объемов и источников финансирования объектов нового строительства и технического перевооружения электроэнергетики;

определение требований к пропускной способности межсистемных связей;

формирование основной системообразующей сети;

выявление системного энергетического и экономического эффектов при сооружении объектов межгосударственного и межрегионального значения и обоснование распределения прибыли между инвесторами сооружаемых объектов;

определение условий взаимодействия государственных органов власти и управления, РАО «ЕЭС России» и региональных акционерных обществ энергетики и электрификации, в том числе в области формирования тарифной политики;

предложения по разработке и внедрению экономических и правовых механизмов, способствующих повышению качества и надежности энергоснабжения;

разработку основных направлений и принципов автоматического регулирования режимов работы и противоаварийного управления ОЭС в составе ЕЭС России.

И третья работа — это схемы развития районных энергосистем (АО-энерго); разрабатываются на базе прогноза развития и размещения производительных сил на территории областей, согласованного с территориальными органами управления, согласно рекомендаций схем развития ЕЭС и ОЭС России, а также схем тепло- и электроснабжения городов и населенных пунктов один раз в 5 лет на перспективу (5—10 лет) и уточняются по мере необходимости.

Цель работы — разработка предложений по развитию энергосистем, обеспечивающих надежное и бесперебойное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией (от централизованных источников) в требуемом количестве и требуемого качества с учетом рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды.

Основные задачи схем развития районных энергосистем:

определение спроса на электро- и теплоэнергию на базе заключенных договоров с перспективными потребителями на условиях взаимобязательств;

определение состава и объемов строительства и реконструкции источников электро- и теплоснабжения, очередности их сооружения и ввода в эксплуатацию, включая объекты, предлагаемые на уровне ЕЭС России и ее ОЭС, а также разработка схемы электрической сети;

обеспечение энергосбережения, сокращения потребления электроэнергии и теплоты за счет их более рационального использования;

определение сроков проектирования, строительства и вводов в действие энергетических и электросетевых объемов;

финансово-экономическая оценка хозяйственной деятельности энергосистемы при реализации рассматриваемых вариантов развития.

В 1994 г. Правительством России создана и утверждена Энергетическая стратегия России.

В отличие от прежней ориентации на крупномасштабное наращивание производства энергетических ресурсов, высший приоритет Энергетической стратегии — повышение эффективности энергопотребления и энергосбережение.

Одна из главных причин неконкурентоспособности продукции на мировом рынке — ее высокая энергоемкость, при сохранении которой выгоднее экспортировать первичное топливо, а не конечную продукцию. Такое положение может превратить Россию в сырьевой придаток индустриальных стран мира.

Рациональное энергопользование предотвратит непосильный для топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и разорительный для страны рост спроса на энергоносители, позволит добиться экономического эффекта, многократно окупающего затраты на энергосбережение. В свою очередь, энергосбережение позволит уменьшить вредные выбросы в атмосферу на 15—20 %.

Сэкономленные энергоресурсы должны превратиться в основной источник экспорта топлива и энергии.

Новая структурная политика в области энергетики на ближайшие 10—15 лет предусматривает:

- увеличение доли природного газа в суммарном производстве энергетических ресурсов и расширение его использования в экологически неблагоприятных промышленных центрах и для газификации села;

- дальнейшее развитие электрификации за счет экономически и экологически обоснованного использования ТЭС, АЭС, ГЭС и нетрадиционных возобновляемых видов энергии;

- интенсивное освоение местных энергоресурсов (гидроэнергия, торф, мелкие месторождения углеводородов и др.) и увеличение использования нетрадиционных, в первую очередь, возобновляемых ресурсов (солнечной, ветровой, геотермальной энергии, шахтного метана, биогаза и т.д.);

- повышение безопасности и надежности действующих энергоблоков АЭС первого и второго поколений, освоение энергоблоков АЭС третьего поколения повышенной безопасности, включая реакторные установки малой мощности.

В последующей перспективе структурная политика должна обеспечить возможность широкого применения как традиционных, так и нетрадиционных энергетических ресурсов.

Главное средство достижения целей и реализации приоритетов Энергетической стратегии — формирование энергетического рынка, контролируемого государством с помощью следующих средств:

- ценовой и налоговой политики, обеспечивающей ликвидацию перекосов цен на энергоносители и другие товары при постепенном переходе к ценам на топливо, соответствующим в качестве верхнего предела структуре цен мирового рынка, а нижнего — ценам самофинансирования предприятий;

- уменьшение налогов на обрабатывающую промышленность и сферу услуг за счет рентных платежей и налогов на сверхприбыль топливных предприятий;

- последовательность политики формирования конкурентной среды в энергетике за счет создания полноценных хозяйственных субъектов рынка и рыночной инфраструктуры;

- совершенствование законодательства и разработка достаточно полной системы нормативных актов в виде Энергетического кодекса России, регулирующих взаимоотношения субъектов энергетического рынка между собой, с органами государственного управления и общественностью.

В рамках контролируемого рынка государство должно обеспечить:

- создание системы стимулов, условий для энергосбережения и повышения эффективности производства и использования энергии;

- дерегулирование экспорта энергоресурсов, импорта энергетического оборудования и материалов при сохранении эффективного государственного контроля за соблюдением интересов страны;

- проведение активной инвестиционной политики с помощью самофинансирования топливно-энергетических предприятий и расширения круга отечественных и иностранных инвесторов при минимизации бюджетных капитальных вложений.

Схема развития ЕЭС и ОЭС России рассчитана на период до 2001 г.

1.3. ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПОЛИТИКА

Для возможности реализации развития экономики разработана инвестиционная программа, предусматривающая достижение производства электроэнергии в 2005 г. в размере 1080 млрд. кВт·ч. В 1996—2005 гг. предполагается ввести 66000 МВт генерирующих мощностей и 17,6 тыс. км линий электропередачи (ЛЭП) напряжением 330 кВ и выше.

Программа планирует ввод на АЭС 9680 МВт генерирующих мощностей.

К стратегическим приоритетам, заложенным при разработке инвестиционной программы, отнесены:

- сооружение и реконструкция ТЭС на газовом топливе на базе прогрессивных (экономически и экологически) технологий с использованием парогазовых, газотурбинных установок;

- поддержание действующего потенциала оборудования за счет реконструкции и технического перевооружения (предусмотрена реконструкция 21500 МВт генерирующих мощностей);

обеспечение ввода новых и замещающих энергетических мощностей, в первую очередь, в дефицитных районах России (Дальний Восток, Читинская область, Бурятская Республика, Северный Кавказ); в них предусмотрено ввести за 1996—2005 гг. 14564 МВт;

строительство межсистемных ЛЭП для связи энергоизбыточных с энергодефицитными регионами и выдачи мощности электростанций Восточной Сибири;

приоритетное строительство системообразующих ЛЭП высокого напряжения, обеспечивающих надежное функционирование ЕЭС.

Для реализации приведенной инвестиционной программы потребуется примерно 70 млрд. дол. США.

В структуре источников инвестиций на весь рассматриваемый период основными будут собственные средства АО.

Бюджетное финансирование на перспективу до 2000 г. планируется в минимальном размере и предусматривается только для Восточной Сибири.

Прогнозируемый объем зарубежных инвестиций на 1997—2000 гг. составляет 1160 млн. дол. США на строительство Краснодарской ГРЭС и Белопорожской ГЭС, а также реконструкцию Сургутской ГРЭС-1.

На более далекую перспективу величину инвестиций планируется увеличить до 1—1,5 млрд. дол. в год.

Примерно в том же объеме оцениваются средства, предоставляемые отечественными небюджетными инвесторами. Остальные капиталовложения должны обеспечиваться собственными инвестициями Российского акционерного общества (РАО), а в дальнейшем акционерами и регионами (например, на Богучанской ГЭС создается крупное АО, куда будут привлекаться внутренние инвестиции), т.е. за счет внутренних инвестиций инвестиционного фонда и амортизации, прибыли РАО, средств местной администрации, средств от продажи ценных бумаг и акций и т.п.

Вопросы для повторения

1. Расскажите об основных предпосылках создания ЕЭС России.
2. Каковы перспективы развития ЕЭС России?
3. Расскажите об основных проблемах, определяющих инвестиционную политику при развитии ЕЭС России.

Глава 2

РАО «ЕЭС РОССИИ»

2.1. СОЗДАНИЕ РАО «ЕЭС РОССИИ»

На базе ЕЭС России в декабре 1992 г. организована новая рыночная структура РАО «ЕЭС России». Переходу к ней предшествовало изучение опыта многих стран, однако ни одна из существующих мировых структур в полной мере не могла быть использована для энергетики России — не те мощности и масштабы.

Создатели новой структуры управления пришли к следующему выводу: сохранить ЕЭС можно только, образовав крупное акционерное общество (РАО); при этом требовалась такая структура, которая позволила бы создать рынок энергии. С этой целью ранее существовавшие энергосистемы были преобразованы в АО с передачей в уставной фонд (в состав) РАО всех системообразующих ЛЭП напряжением от 330 кВ и выше. В результате появилась возможность создать условия для рынка энергии.

Из 72 энергосистем России 20 считались избыточными, т.е. имели мощность и выработку большую, чем необходимо для удовлетворения потребности региона. Во избежание территориального монополизма из большинства энергосистем были изъяты и переданы в уставной фонд РАО ТЭС мощностью 1000 МВт и выше, ГЭС мощностью 300 МВт и выше. Таким образом, в равные условия были поставлены почти все энергосистемы России — стали практически дефицитными, т.е. с потребностью большей, чем они могли удовлетворить.

Образованные АО передали в уставной фонд РАО большую часть своих акций. Крупные ГЭС и ТЭС были преобразованы в дочерние АО с передачей также акций в уставной фонд РАО. Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) передано в РАО без права приватизации. Кроме того, объединенные диспетчерские управления (ОДУ) также переданы РАО и представляют собой филиалы. Все проектные институты в НИИ преобразованы в АО без права приватизации и переданы РАО; строительные тресты акционированы с передачей контрольного пакета акций в траст РАО «ЕЭС России».

В результате сформированного уставного капитала РАО «ЕЭС России» 51% его акций принадлежит государству.

При этом, в целях ослабления естественного монополизма в энергетике, предусмотрено, что 30% акций передается субъектам Федерации. Это



Рис. 2.1. Структура управления РАО «ЕЭС России»

позволяет представителям субъектов Федерации на собраниях акционеров РАО «ЕЭС России» принимать активное участие в выработке и принятии соответствующих решений.

Главным средством ослабления монополизма служит то обстоятельство, что функция регулирования тарифов остается за государством (тарифы на электроэнергию, в том числе транзит); в регионах тарифы устанавливаются, исходя из себестоимости с учетом стоимости за передачу электроэнергии (перетоки) и местных условий.

Оставшиеся 49% акций были распределены по закрытой подписке среди трудовых коллективов и проданы на аукционах.

Структура управления РАО «ЕЭС России» приведена на рис. 2.1.

2.2. ОСНОВНЫЕ ИТОГИ ПЕРВЫХ ЛЕТ РАБОТЫ РАО «ЕЭС РОССИИ»

Рыночные преобразования в электроэнергетике России привели к появлению энергетических компаний с разными организационно-правовыми формами хозяйствования: частные, долевые (смешанные государственно-частные акционерные компании открытого типа) и государственные энергетические предприятия.

Электроэнергетические компании со смешанной формой собственности представлены как территориальными акционерными обществами энергетики и электрификации открытого типа (АО-энерго), не менее 49 % акций которых государство внесло в уставной капитал Российского акционерного

общества энергетики и электрификации РАО «ЕЭС России», так и крупными электростанциями (тепловыми и гидравлическими), а также научно-исследовательскими институтами.

В качестве основного положительного итога прошедшего этапа акционирования и приватизации электроэнергетики России можно считать успешную замену государственной формы управления отраслью акционерной через систему управляющих пакетов акций. Это позволило выполнить главную задачу в условиях приватизации — сохранить технологическое и хозяйственное единство электроэнергетического комплекса, обеспечить его надежную и бесперебойную работу при непосредственном влиянии государства через контрольный пакет акций РАО «ЕЭС России» в самый сложный переходный период реформирования централизованной экономики России.

Предстоит следующий важный этап — создание в электроэнергетике конкурентной среды в области производства электроэнергии с организацией федерального оптового рынка электроэнергии и мощности и региональных рынков электроэнергии и мощности на территориях субъектов России, а также дальнейшее совершенствование организации государственного на федеральном и региональном уровнях регулирования естественных монополий на вышеназванных рынках электроэнергии и мощности.

Вопросы для повторения

1. Расскажите об основных принципах создания РАО «ЕЭС России».
2. Каковы основные формы собственности в электроэнергетике?

Глава 3

АКЦИОНИРОВАНИЕ И ПРИВАТИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЙ

3.1. ПОРЯДОК АКЦИОНИРОВАНИЯ И ПРИВАТИЗАЦИИ

Акционирование и приватизация электроэнергетического комплекса проводились в соответствии с Государственной программой приватизации государственных и муниципальных предприятий в Российской Федерации. Учитывая особые условия эксплуатации и исключительную значимость предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК) для жизнедеятельности населения и национального хозяйства, предусматривалось преобразование предприятий ТЭК в АО.

Указы Президента России по электроэнергетическому комплексу определили условия и порядок акционирования и приватизации входящих в него предприятий. За четырехлетний период с момента публикации указов практически завершена работа по акционированию предприятий электроэнергетики и создана новая производственно-организационная структура отрасли. На федеральном уровне организовано Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России» (РАО «ЕЭС России»). При этом решены следующие вопросы:

- сформирован уставной капитал РАО «ЕЭС России»;
 - разработана структура управления отраслью, соответствующая рыночным отношениям;
 - работники отрасли стали акционерами в порядке реализации льгот, предоставленных государством;
 - созданы условия для развития оптового рынка электроэнергии в России и, соответственно, конкуренции среди ее производителей.
- В рамках проводимых в России экономических реформ в электроэнергетическом комплексе осуществлялись крупные преобразования хозяйственных отношений, основанные прежде всего на изменениях форм собственности и создании элементов рыночных отношений.
- В первую очередь в ходе структурной перестройки электроэнергетики было необходимо:

создать экономические условия для самофинансирования текущей деятельности и развития ЕЭС России и региональных энергоснабжающих организаций, а также ограничить их монополистическую деятельность за счет государственного регулирования;

сохранить целостность электроэнергетического комплекса и его опорных структур (региональных энергоснабжающих организаций);

сохранить управляемость электроэнергетическим производством и его сбалансированным развитием в рамках ЕЭС России;

организовать конкурентоспособный рынок электрической энергии как инструмент повышения эффективности и минимизации цен на энергию в России;

включить субъекты Федерации в процесс управления развитием электроэнергетики;

создать необходимые условия для привлечения инвестиций на развитие ЕЭС России и региональных энергетических компаний.

Особенности электроэнергетики и поставленные задачи предопределили три основных направления преобразования:

образование на базе действовавших производственных объединений энергетики и электрификации (АО-энерго). Основная задача этих предприятий — бесперебойное энергоснабжение потребителей на закрепленной территории;

образование РАО «ЕЭС России», на которое в соответствии с его Уставом возложена задача по обеспечению надежного функционирования и развития ЕЭС России;

разработка и внедрение оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности с элементами конкуренции в сфере производства электроэнергии.

В целях дальнейшего развития рынка электрической энергии и мощности, выравнивания тарифов для потребителей по всей территории России необходимо разработать механизм, создающий условия для выравнивания и снижения тарифов как следствие действия механизма конкуренции производителей электроэнергии.

Для выполнения РАО «ЕЭС России» главной функции — обеспечения надежной работы ЕЭС России — в уставной капитал РАО «ЕЭС России» переданы контрольные пакеты акций региональных акционерных обществ энергетики и электрификации, имущество системообразующих сетей напряжением 330 кВ и выше и 35 крупные электростанции.

На базе внесенного в уставной капитал РАО «ЕЭС России» имущества ГРЭС и ГЭС учреждены как дочерние только АО 23 электростанции.

Остальные электростанции функционируют как филиалы РАО «ЕЭС России», а также электростанции, переданные в аренду дочерним АО энергетики и электрификации.

С учетом решений трудовых коллективов 12 энергообъединений преобразованы в дочерние акционерные общества РАО «ЕЭС России», 100% акций которых переданы в уставной капитал последнего (Ставропольэнерго, Оренбургэнерго, Тюменьэнерго, Карелэнерго, Калининградэнерго, Чу-

вашэнерго, Алтайэнерго, Хакаэнерго, Карачаево-Черкесэнерго, Калмэнерго, Дагэнерго).

Особенности акционирования и приватизации научно-исследовательских и проектно-изыскательских институтов определены соответствующими распоряжениями Госкомимущества России. На основании этих распоряжений из 69 научно-исследовательских и проектно-изыскательских институтов, перечисленных в Указе Президента Российской Федерации:

по 61 институтам предусмотрена передача 100 % акций акционерных обществ, создаваемых путем преобразования научно-исследовательских и проектно-изыскательских институтов, в уставной капитал РАО «ЕЭС России»;

по 2 институтам предусмотрена передача 80 % их акций в уставной капитал РАО «ЕЭС России» и 20 % — в уставной капитал АО как головного института;

6 институтов акционировались с выпуском «золотой акции», закрепляемой в федеральной собственности сроком на 3 года.

К этим же организациям отнесены строительно-монтажные организации, осуществляющие строительство системообразующих электрических станций методом строительства «под ключ».

В соответствии с Указом Президента России общесистемные средства измерения, телемеханики, режимной и противоаварийной автоматики, связи, относящиеся к управлению объектами ЕЭС России, также внесены в уставной капитал РАО «ЕЭС России».

«Главный вычислительный центр» учрежден как дочернее акционерное общество РАО «ЕЭС России», в уставной капитал которого внесено 100 % их акций.

Для более эффективной организации деятельности и развития АО энергетики, эксплуатации, ремонта и развития межсистемных электрических сетей (МЭС) РАО «ЕЭС России» сформированы семь региональных отделений РАО «ЕЭС России» и в составе их дирекций МЭС созданы предприятия межсистемных электрических сетей.

В целях сохранения механизма государственного регулирования тарифов на услуги по передаче электрической и тепловой энергии Указом Президента предусмотрено образование Федеративной энергетической комиссии Российской Федерации.

Одной из форм государственного регулирования предпринимательской деятельности считается лицензирование. Постановлением Правительства Российской Федерации утверждено Положение о лицензировании в энергетике и приказом Минтопэнерго России утверждена структура органов лицензирования в энергетике.

В соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации и Федеральным законом «Об акционерных обществах» в уставах акционерных обществ, акциями которых владеет РАО «ЕЭС России», предусматривается

разделение полномочий генерального директора и председателя Совета директоров, усиление ответственности членов Совета директоров за результаты деятельности акционерного общества электроэнергетики со стороны РАО «ЕЭС России» как основного общества, владеющего контрольными пакетами акций.

В результате приватизации и акционирования в электроэнергетической отрасли в новых экономических условиях обеспечивается:

управляемость ЕЭС со стороны Федеративного государства (контрольный пакет акций РАО «ЕЭС России» принадлежит Российской Федерации; контрольные пакеты акций АО-энерго и АО-электростанций переданы в уставной капитал РАО «ЕЭС России»);

управляемость ЕЭС со стороны субъектов Российской Федерации (30 % голосов по акциям РАО «ЕЭС России», принадлежащим Российской Федерации, переданы субъектам федерации; в органы управления АО-энерго включаются представители администрации субъектов федерации);

отраслевое управление электроэнергетикой через контрольные пакеты акций и систему контрактов, заключаемые РАО «ЕЭС России» с генеральными директорами акционерных обществ энергетики и электрификации, электростанций и других организаций отрасли;

создание условий для конкуренции в сфере производства и распределения энергии за счет образования федерального оптового рынка электроэнергии и мощности;

введение гибкой ценовой политики за счет механизма государственного регулирования тарифов и услуг на федеральном оптовом рынке и на региональных рынках, а также за счет появления возможности свободного доступа к сетям ЕЭС как потребителей, так и производителей электрической энергии и мощности.

3.2. УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ ПОСРЕДСТВОМ ПАКЕТА АКЦИЙ

В настоящее время в отрасли функционирует 102 акционерных общества электроэнергетики, в том числе РАО «ЕЭС России», 71 региональное акционерное общество (бывшие энергосистемы, кроме Татэнерго), 23 акционерных общества — генерирующие источники (крупные электростанции: на базе ГРЭС мощностью свыше 1000 МВт и ГЭС свыше 300 МВт).

В АО практически завершена передача и реализация льготных акций членам трудовых коллективов, проведены чековые и денежные аукционы по продаже акций указанных обществ, находившихся в государственной собственности у территориальных фондов имущества.

Доля акций акционерных обществ, принадлежащих РАО «ЕЭС России», в общем пакете голосующих акций распределена следующим образом:

Доля, %	Количество акций АО, шт
менее 25	1
25—51	27
51—75	54
75—100	5
100	93

Контрольные пакеты акций региональных акционерных обществ энергетики и электрификации в уставном капитале РАО «ЕЭС России» и закрепление в федеральной собственности контрольного пакета акций РАО «ЕЭС России» позволили сохранить управляемость электроэнергетической отрасли федеральными органами исполнительной власти.

Государственная политика в электроэнергетике проводится через представителей государства в Совете директоров Российского акционерного общества энергетики и электрификации «ЕЭС России» и представителей РАО «ЕЭС России» в органах управления АО электроэнергетического комплекса.

Управление РАО «ЕЭС России» со стороны государства осуществляется назначенными Правительством России Председателем Правления Общества и представителями государства в Совете директоров Общества.

Полномочия по управлению принадлежащими России акциям РАО «ЕЭС России» возложены на коллегию представителей государства в Совете директоров Общества.

С момента учреждения Общества заседания Совета директоров проводятся в соответствии с Уставом РАО «ЕЭС России» и положением о Совете директоров, по мере необходимости, но не реже одного раза в квартал, на которых принимаются решения по кругу вопросов деятельности Общества в пределах компетенции Совета директоров, в частности:

- о подготовке материалов к собраниям акционеров;
- о дальнейшем совершенствовании структуры электроэнергетики согласно решениям коллегии Минтопэнерго России по реформе экономического и хозяйственного механизма, совершенствованию структуры управления, системы ценообразования и тарифов, финансовой государственной поддержки электроэнергетики;
- о финансовом состоянии в электроэнергетике и мерах по его улучшению;
- о разработке основных правил работы общероссийского оптового рынка электрической энергии и мощности;
- о повышении ликвидности и повышении курса акций РАО «ЕЭС России».

Представители РАО «ЕЭС России» избраны членами Советов директоров акционерных обществ на собраниях акционеров и принимают участие на заседаниях Советов директоров и собраниях акционеров.

Представителям РАО «ЕЭС России» к заседаниям Совета директоров и собраниям акционеров выдаются поручения в соответствии с заключениями исполнительного аппарата РАО «ЕЭС России», в которых проводится политика по развитию ЕЭС страны.

На собраниях акционеров с участием представителей РАО рассматриваются и утверждаются следующие вопросы:

годовые отчеты Советов директоров, балансы, счета прибылей и убытков с учетом заключений ревизионных комиссий и аудиторов, размеры дивидендов. При подготовке поручений представителям РАО «ЕЭС России» обращается внимание на работу АО по взысканию дебиторской и погашению кредиторской задолженностей. При проведении годовых собраний акционеров принимаются решения по ликвидации убытков и перерасхода прибыли с проведением чрезвычайных собраний акционеров при невыполнении названных решений;

вопросы увеличения или уменьшения уставного капитала;

изменения и дополнения в Уставы в соответствии с Государственной Программой приватизации государственных и муниципальных предприятий в Российской Федерации, а также в связи с выходом Гражданского кодекса России и Федерального закона «Об акционерных обществах»;

создание представительств и филиалов, дочерних акционерных обществ;

участие в других акционерных обществах, холдинговых компаниях, финансово-промышленных компаниях.

Заседания Советов директоров в АО электроэнергетического комплекса проводятся в соответствии с их уставами по мере необходимости, но не менее одного раза в квартал.

Собрания акционеров проводятся в сроки и с соблюдением условий, установленных нормативными актами.

Для повышения курса акций предприятий электроэнергетического комплекса приняты конкретные меры:

приводится к требованиям международного стандарта бухгалтерская отчетность РАО «ЕЭС России» с последующим распространением на АО комплекса;

привлекаются инвесторы;

увеличиваются прибыли на дивиденды;

осуществляется управление инвестиционным процессом;

организован выход на зарубежные фондовые рынки.

Схема управления электроэнергетическим комплексом, состоящим из 364 организаций, посредством пакета акций приведена на рис. 3.1.

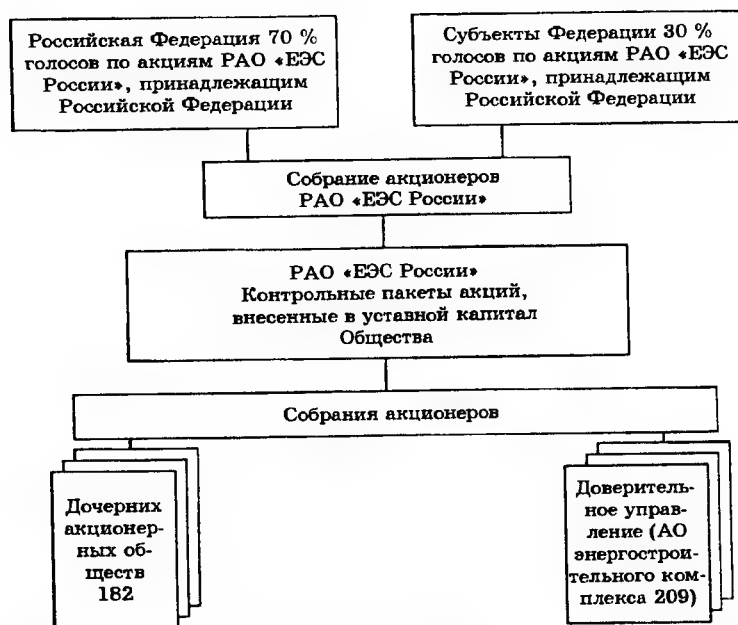


Рис. 3.1. Управление электроэнергетическим комплексом через пакеты акций

В результате приватизации из 364 организаций 155 подлежало распродаже, а по 209 АО пакеты их акций, принадлежащие государству, переданы в доверительное управление (траст) РАО «ЕЭС России».

Согласно распоряжению Госкомимущества России в государственной собственности закрепляется 25,5 % акций.

РАО «ЕЭС России» фактически имеет полномочия доверительного управления по АО энергостроительного комплекса с правом формирования повестки дня на собраниях акционеров и Совете директоров.

Представители РАО «ЕЭС России» в органах управления АО, владеющие современными методами управления, оказывают им существенную помощь в разработке практических мер по улучшению производственно-финансовой деятельности, изысканию дополнительных объемов работ, повышению уровня платежеспособности.

На собраниях акционеров АО все они избираются в состав Советов директоров.

Каждому представителю РАО «ЕЭС России» в письменной форме излагают основные итоги финансово-хозяйственной деятельности АО, направления использования прибыли, указывается обоснованная сумма дивидендов, излагаются рекомендации по улучшению деятельности и увеличению прибыльности предприятия, преодолению неплатежеспособности и недопущению банкротства.

Представители, в свою очередь, участвуя в работе Совета директоров, общего собрания акционеров, все вопросы дня, варианты предлагаемых решений и нестандартных ситуаций согласовывают с РАО «ЕЭС России».

Свои доходы АО энергостроительного комплекса используют по решению общего собрания акционеров, часть из них направляется на выплату дивидендов, в том числе и на государственный пакет акций. Все это осуществляется под контролем РАО «ЕЭС России» через своего представителя в Совете директоров АО и общие собрания акционеров.

В соответствии с распоряжением Правительства России из дивидендов, начисленных на государственный пакет акций, 25 % направляется РАО «ЕЭС России» на возмещение затрат, связанных с управлением этими акциями.

Оценивается финансовая деятельность неплатежеспособных предприятий, выявляются причины неплатежеспособности и готовятся предложения для защиты интересов неплатежеспособных предприятий в Минтопэнерго РФ и Федеральную службу России по делам о несостоятельности и финансовому оздоровлению.

Работая в тяжелых экономических условиях, когда вследствие проводимой Правительством жесткой бюджетной политики, предприятия энергостроительного комплекса не получали льготных государственных кредитов даже под сезонный завоз материалов в районы Крайнего Севера, когда потребители из-за неплатежей за электроэнергию увеличивали задолженность за выполненные работы, РАО «ЕЭС России», управляя государственным пакетом акций, удалось не только сохранить энергостроительный комплекс, но и добиться некоторых позитивных результатов.

Так, РАО «ЕЭС России» обеспечило:

сохранность комплекса от продажи и репрофелирования;

формирование выборных органов управления АО в соответствии с действующим законодательством и представителей государства от РАО «ЕЭС России» из числа высококвалифицированных специалистов и руководителей исполнительного аппарата;

повышение уровня платежеспособности за счет взаиморасчетов, введения векселей и казначейских обязательств;

смягчение социальной напряженности в обособленных регионах, расположенных в Сибири и на Дальнем Востоке.

Вопросы для повторения

1. Расскажите о порядке, принятом в РАО «ЕЭС России» при акционировании и приватизации предприятий.
2. Каким образом происходит управление электроэнергетическим комплексом посредством пакета акций?

Глава 4

ОРГАНИЗАЦИЯ РЫНКА ЭНЕРГИИ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Уникальный электроэнергетический комплекс России, равного которому нет ни в одной стране, располагает рядом предпосылок для создания на его основе эффективного рынка электрической энергии и мощности. Наличие ЕЭС, представляющей собой готовую транспортную магистраль для передачи товара, объединенность энергосистем на параллельную работу, высокая степень автоматизации систем контроля и противоаварийной автоматики, а также ответственность и дисциплинированность персонала, работающего в отрасли, послужили базой для плавной адаптации электроэнергетики к работе в рыночных условиях.

В большинстве зарубежных стран электроэнергетика оформлена в устойчивых формах собственности, зачастую препятствующих эффективно-му решению вновь возникающих задач в процессе развития рыночных отношений. Россия оказалась в более выгодном положении по нескольким причинам.

1. Наличие и эффективная деятельность ЕЭС России, объединяющей на параллельную работу 69 региональных энергосистем, позволяет:

обеспечить энергоснабжение потребителей практически на всей территории страны при снижении оперативного резерва генерирующих мощностей до 5—6 % без ущерба для надежности (в отсутствие ЕЭС для надежного энергоснабжения необходим резерв значительно больший); получать существенный экономический эффект за счет совмещения нагрузок разных временных поясов, экономии органического топлива в результате оптимизации диспетчерского режима в масштабе ЕЭС и возможности концентрации единичных мощностей агрегатов до 500—800 МВт и более при максимальном использовании пропускной способности ЛЭП с минимальными затратами на передачу мощности; не ставить целью обеспечение самосбалансированности по производству и потреблению в регионе, что исторически позволило приблизить генерирующие мощности к дешевым источникам топлива и (или) энергоемким потребителям.

2. Начавшаяся в 1993 г. смена форм собственности позволила организовать конкурентоспособный рынок при безусловной гарантии энергетической безопасности страны за счет сохранения электроэнергетики в виде

единого комплекса, основа которого — системообразующая сеть ЕЭС, а механизм — оперативно-диспетчерское управление на базе ЦДУ и ОДУ. Управляемость отраслью гарантируется через отношения собственности: в уставной капитал РАО «ЕЭС России» переданы контрольные пакеты акций региональных АО-энерго, системообразующая сеть напряжением 220 кВ и выше, 51 крупная электростанция, ЦДУ и ОДУ. Контрольный пакет акций РАО «ЕЭС России» принадлежит государству, что гарантирует использование мощного энергетического потенциала в государственных интересах.

Таким образом, смена форм собственности, способствуя созданию конкурентного рынка; позволила сохранить управляемость электроэнергетикой в масштабах страны без преобладания интересов отдельных субъектов Федерации.

3. В российской электроэнергетике рынок объективно существовал и раньше как отношения продавцов и покупателей потоков электроэнергии (товара) между смежными энергосистемами посредством денежных расчетов. С переходом в 1988 г. отрасли на полный хозрасчет и самофинансирование возникла необходимость создания оптового рынка электрической энергии и мощности при организационном руководстве Минэнерго СССР с участием ЦДУ и ОДУ.

Создание федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) (ФОРЭМ) с технологическим руководством ЦДУ стало следующим этапом развития и упорядочения рыночных отношений в отрасли.

Основными целями функционирования ФОРЭМ принято считать:

обеспечение надежного и эффективного энергоснабжения потребителей во всех регионах России;
формирование оптимальных экономических отношений производителей, энергоснабжающих организаций и потребителей электрической энергии (мощности) на основе сочетания государственного регулирования и конкуренции, включая поддержание конкурентоспособности продукции энергоемких потребителей электрической энергии, имеющих общенациональное значение;
сохранение и развитие ЕЭС России;
выравнивание уровня тарифов на электрическую энергию, отпускаемую с ФОРЭМ;
обеспечение принципа установления тарифов для потребителей ФОРЭМ в зависимости от энергоемкости выпускаемой ими продукции, влияния на совмещенный график электрической нагрузки и уровня работы по энергосбережению.

4.2. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА ФОРЭМ

Федеральный (общероссийский) рынок электрической энергии (мощности) (ФОРЭМ) представляет собой сферу купли-продажи электроэнергии (мощности), осуществляемой его субъектами в пределах ЕЭС России, и функционирует как единое рыночное пространство.

Технологической основой его работы служит системообразующая электрическая сеть РАО «ЕЭС России» и сети энергоснабжающих организаций, а субъектами являются:

- РАО «ЕЭС России»;
- АО «ЦДУ ЕЭС России»;
- Государственное предприятие-концерн «Росэнергоатом»;
- электростанции и другие производители энергии;
- АО энергетики и электрификации и другие энергоснабжающие организации;
- отдельные крупные потребители электрической энергии.

Все субъекты ФОРЭМ имеют равные права в рамках утвержденных Правил работы. Контроль за их надлежащим исполнением всеми субъектами ФОРЭМ осуществляет Наблюдательный Совет ФОРЭМ.

Право равного доступа юридических лиц на ФОРЭМ реализуется только при соблюдении ими общих для всех субъектов оптового рынка требований, устанавливаемых Федеральной Энергетической Комиссией (ФЭК) России.

Организатором функционирования и развития ФОРЭМ является РАО «ЕЭС России», которое может передавать выполнение части своих функций другой уполномоченной организации, а также оказывает субъектам ФОРЭМ услуги на основании двухсторонних договоров.

Функции оператора-диспетчера процесса производства и передачи электрической энергии (мощности) на ФОРЭМ выполняет АО «ЦДУ ЕЭС России», действующее согласно договорам с РАО «ЕЭС России».

Государственное предприятие-концерн «Росэнергоатом» — организатор развития и безопасного функционирования АЭС, а также организатор участия АЭС концерна «Росэнергоатом» в работе ФОРЭМ. Концерн оказывает услуги по развитию и обеспечению безопасного функционирования АЭС на основании многосторонних договоров между концерном «Росэнергоатом», АЭС, РАО «ЕЭС России» (АО «ЦДУ ЕЭС России») и одним или несколькими АО энергетики и электрификации.

4.3. ФУНКЦИИ ОРГАНИЗАТОРА ФОРЭМ

В качестве организатора ФОРЭМ РАО «ЕЭС России» выполняет следующее:

- координирует деятельность всех субъектов ФОРЭМ в вопросах производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии;
- обеспечивает надежную работу и развитие технической базы функцио-

нирования ФОРЭМ — системообразующих ЛЭП и технических средств по технологическому управлению ЕЭС России;

- координирует деятельность по обеспечению готовности электростанций к несению нагрузки с учетом необходимого резерва электрических мощностей, а также действия субъектов ФОРЭМ при ремонте, техническом перевооружении и реконструкции энергетического оборудования;

- обеспечивает для целей минимизации топливной составляющей себестоимости производства электрической и тепловой энергии анализ, разработку и систематический пересмотр нормативных характеристик генерирующего оборудования всех электростанций независимо от их организационно-правовой формы;

- координирует и контролирует топливообеспечение производителей энергии — субъектов ФОРЭМ;

- обеспечивает координацию инвестиционной деятельности субъектов ФОРЭМ в области производства, передачи и распределения электрической энергии, финансирует строительство важнейших объектов ЕЭС России;

- организует (осуществляет) экспорт-импорт электрической энергии (мощности);

- оперативно ведет и оптимизирует режимы работы всех субъектов ФОРЭМ;

- организует заключение договоров на ФОРЭМ и контроль за их выполнением;

- выполняет расчеты плановых балансов электрической энергии и мощности, а также балансов стоимости электрической энергии и мощности на ФОРЭМ;

- организует проведение и учет платежей между субъектами ФОРЭМ;

- ежегодно проводит оценку подготовки организаций к работе на ФОРЭМ с выдачей соответствующих паспортов готовности в порядке, установленном ФЭК России;

- обеспечивает достоверность и доступность информации о деятельности ФОРЭМ для всех его участников;

- анализирует работу ФОРЭМ и доводит результаты анализа до всех его субъектов.

4.4. ФУНКЦИИ ОПЕРАТОРА ФОРЭМ

Как упоминалось ранее, одна из особенностей управления энергетическими предприятиями состоит в том, что дежурный персонал находится в двойном подчинении: в оперативно-техническом отношении подчинен вышестоящему дежурному, а в административно-техническом — начальнику того подразделения, в котором он работает. Так, дежурный инженер (начальник смены) непосредственно руководит режимом работы электростанции и действиями подчиненного оперативного (дежурного) персонала.

В административно-техническом отношении дежурный инженер подчинен главному инженеру и свою работу выполняет в соответствии с его указаниями и распоряжениями. В то же время дежурный инженер станции в оперативном отношении подчинен дежурному диспетчеру энергосистемы, который в части режима работы станции, ее загрузки, схемы соединений и т.п. отдает распоряжения помимо главного инженера станции. Все распоряжения дежурного диспетчера энергосистемы дежурный инженер станции обязан повторить и немедленно выполнить. Точно так же дежурный начальник смены, скажем, электроцеха (турбинного цеха) станции в оперативном отношении подчинен дежурному инженеру станции, а в административно-техническом — начальнику электроцеха станции.

Каждый из уровней иерархической структуры электроэнергетического хозяйства предусматривает административно-хозяйственное и оперативно-диспетчерское управление. Четыре основных уровня общей иерархической структуры управления электроэнергетикой, а также иерархическая структура оперативно-диспетчерского персонала приведены на рис. 4.1.

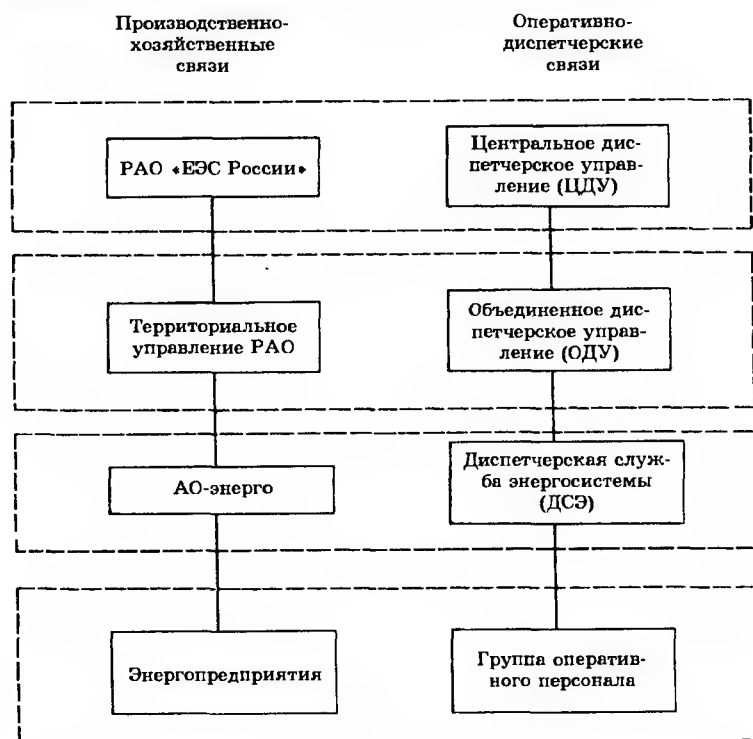


Рис. 4.1. Иерархическая структура управления электроэнергетикой

В качестве оператора ФОРЭМ АО «ЦДУ ЕЭС России», действующее на основании договора с РАО «ЕЭС России» (организатор ФОРЭМ), выполняет следующие функции.

Оперативно-технологическое управление функционированием ФОРЭМ:

круглосуточное централизованное оперативно-технологическое управление ЕЭС России по условиям надежности, устойчивости и оптимальных режимов ЕЭС, ОЭС и всех субъектов диспетчерского управления в условиях функционирования ФОРЭМ;

управление параллельной работой технологических систем ЕЭС России; обеспечение оптимального режима работы на основе выполнения обязательств по заключенным договорам;

методическое руководство диспетчеризацией режимов работы технологических систем на всех уровнях диспетчерской иерархии;

расчеты режимов ЕЭС России для долгосрочного и краткосрочного планирования работы ФОРЭМ;

руководство ликвидацией аварийных ситуаций и аварий в ЕЭС России, связанных с возможным нарушением нормальной работы субъектов рынка.

Реализация договорных отношений между субъектами ФОРЭМ:

оформление и осуществление договорных отношений между субъектами ФОРЭМ в соответствии с разработанной схемой договорных отношений;

контроль за принятием к исполнению субъектами ФОРЭМ плановых балансов электрической энергии и мощности и утвержденных тарифов;

осуществление процедуры переуступки требований по платежам между субъектами ФОРЭМ;

(ежемесячный) учет количества и стоимости электроэнергии и мощности, отпущенных в сети ЕЭС России, сумм платежей и сообщение их субъектам ФОРЭМ;

учет расчетов субъектов ФОРЭМ за полученную электроэнергию;

учет количества и стоимости электроэнергии и мощности, переданных поставщиками, их распределение;

учет количества и стоимости электроэнергии, отпущенной в сети покупателей, определение сумм платежей, исходя из первичных актов приема-передачи электроэнергии и мощности, тарифов, сумм и плановых размеров платежей;

определение экономического эффекта, полученного на ФОРЭМ за счет оптимизации фактических режимов работы ЕЭС России;

организация учета и отчетности деятельности ФОРЭМ;

планирование и осуществление экспорта (импорта) электроэнергии мощности;

анализ функционирования ФОРЭМ, разработка предложений по совершенствованию отношений между субъектами ФОРЭМ;

обеспечение достоверности и доступности информации о работе ФОРЭМ для всех его субъектов.

4.5. ОРГАНИЗАЦИЯ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭНЕРГИИ

Количество субъектов ФОРЭМ не ограничивается. Любая организация, соблюдающая Правила работы ФОРЭМ и признанная субъектом оптового рынка, получает полноправную возможность участвовать в его деятельности. Перечень коммерческих организаций-субъектов ФОРЭМ утверждается Правительством Российской Федерации.

В настоящее время поставщиками электроэнергии и мощности на ФОРЭМ являются 16 ТЭС, 9 ГЭС, 8 АЭС и 7 энергоизбыточных АО-энерго. Покупают электроэнергию с ФОРЭМ 59 энергоизбыточных АО-энерго и пять потребителей — субъектов оптового рынка. На всех субъектах ФОРЭМ распространяются единые правила, независимо от их территориального расположения и организационно-правовой формы.

Технологическая основа работы ФОРЭМ — системообразующая электрическая сеть ЕЭС России и сети энергоснабжающих организаций. Оператор-диспетчер процесса производства и передачи электрической энергии и мощности на ФОРЭМ координирует деятельность субъектов ФОРЭМ через ОДУ и контролирует движение денежных потоков, а также заключение договоров и их исполнение между субъектами ФОРЭМ. Купля-продажа электроэнергии (мощности) и оказание услуг на ФОРЭМ проводится на основании системы договоров между:

оператором и поставщиком — поставщик поручает оператору продать переданную им на ФОРЭМ электроэнергию (мощность) покупателям;

оператором и покупателем (потребителем) — покупатели (потребители) обязуются оплатить полученную ими с ФОРЭМ электроэнергию (мощность) поставщикам, которых указывает оператор;

АО-энерго и потребителем-субъектом ФОРЭМ — потребитель обязуется оплатить услуги, предоставляемые ему энергоснабжающей организацией по выполнению комплекса мероприятий, обеспечивающих надежное энергоснабжение;

организатором и оператором ФОРЭМ — РАО «ЕЭС России» поручает ЦДУ ЕЭС России за плату оказывать определенные услуги по организации параллельной работы субъектов ФОРЭМ, проведению методического руководства диспетчеризацией режимов на всех уровнях диспетчерской иерархии и т.д.;

концерном «Росэнергоатом» и АЭС — на оказание комплекса услуг по развитию и обеспечению безопасного функционирования АЭС.

Таким образом, в пределах единого рыночного пространства осуществляются поставки электрической энергии (мощности) от производителей оптовым потребителям при организационном руководстве РАО «ЕЭС России» и диспетчерском управлении ЦДУ ЕЭС России (ОДУ).

4.6. ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ НА ФОРЭМ

Государственное регулирование на ФОРЭМ предусматривает следующее.

Утверждение перечня субъектов ФОРЭМ

Перечень коммерческих организаций-субъектов ФОРЭМ утвержден постановлением Правительства Российской Федерации «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

Изменения и дополнения состава субъектов ФОРЭМ утверждаются ФЭК одновременно с балансами и тарифами на планируемый период.

По итогам календарного года ФЭК России предоставляет на утверждение Правительства Российской Федерации внесенные в течение года изменения и дополнения в состав субъектов ФОРЭМ.

Утверждение баланса электрической энергии и мощности

В порядке, установленном ФЭК России, РАО «ЕЭС России» совместно с АО «ЦДУ ЕЭС России» на основании предложений поставщиков и покупателей ФОРЭМ разрабатывает годовой и квартальные балансы производства и поставок электрической энергии (мощности), включая поставки на экспорт.

Баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам ФОРЭМ по представлению РАО «ЕЭС России» утверждается ФЭК России.

Утвержденный ФЭК России баланс электрической (тепловой) энергии и мощности представляет собой коммерческую основу для ведения режима работы ЕЭС России.

Государственное регулирование тарифов на электрическую (тепловую) энергию и мощность, а также стоимости поставляемых на ФОРЭМ услуг

Утверждению ФЭК России подлежат:

тарифы на электрическую (тепловую) энергию и тарифы на электрическую мощность, поставляемую с ФОРЭМ энергоснабжающим организациям и потребителям-субъектам ФОРЭМ;

размер абонентной платы за услуги РАО «ЕЭС России» по организации функционирования и развитию ЕЭС;

норматив формирования средств на развитие и обеспечение безопасного функционирования АЭС концерна «Росэнергоатом».

Утвержденные ФЭК России тарифы и нормативы доводятся ФЭК России до субъектов ФОРЭМ и региональных энергетических комиссий:

по электронной почте через РАО «ЕЭС России» и энергоснабжающие организации ЕЭС России в трехдневный срок после принятия решения ФЭК;

по обычной почте в десятидневный срок после принятия решения ФЭК;

на второй день после принятия решения по утверждению тарифов и нормативов на ФОРЭМ о размере тарифов и нормативов на селекторном совещании, проводимом РАО «ЕЭС России»;

через средства массовой информации («Экономическая газета», журнал «Экономика и финансы электроэнергетики» и др.).

Энергоснабжающие организации в день получения решения ФЭК России по изменению тарифов и нормативов на ФОРЭМ обязаны передать соответствующую информацию в региональные энергетические комиссии.

Утвержденные в установленном порядке балансы производства и поставок энергии и мощности, а также тарифы на электрическую (тепловую) энергию и мощность и размеры (нормативы) оплаты услуг, оказываемых на ФОРЭМ, обязательны для исполнения всеми субъектами ФОРЭМ при заключении и исполнении договоров на поставку электроэнергии (мощности) и оказание услуг между субъектами ФОРЭМ и региональными энергетическими комиссиями при утверждении тарифов (норматив платы за услуги) на потребительском (розничном) рынке электроэнергии (мощности) и тепловой энергии (мощности).

При оперативной дооптимизации режимов или возникновении вынужденных нерасчетных режимов работы ЕЭС России вследствие аварий, сброса нагрузки, несогласованного повышения потребления энергии и мощности и других объективных причин, применяются тарифы, определяемые на основании методики, утвержденной ФЭК России.

4.7. ОРГАНИЗАЦИЯ ДОГОВОРНЫХ ОТНОШЕНИЙ НА ФОРЭМ

Продажа электрической энергии и электрической мощности каждым субъектом ФОРЭМ может осуществляться только на границе балансовой принадлежности электрической сети продавца по тарифам, установленным ФЭК России.

Договорные отношения по каким-либо поставкам электрической энергии (мощности) на ФОРЭМ и с ФОРЭМ или каким-либо поставкам энергии с использованием сетей ЕЭС России третьим лицам без участия организатора ФОРЭМ и оператора ФОРЭМ не допускаются.

Взаиморасчеты на ФОРЭМ проводятся по схемам плановых и фактических платежей, составляемых оператором ФОРЭМ, исходя из плановых и фактических поставок энергии и мощности на ФОРЭМ и утвержденных ФЭК России тарифов.

На ФОРЭМ заключаются договоры между:

оператором ФОРЭМ и его поставщиками; Поставщик поручает Оператору передать Покупателям ФОРЭМ и Потребителям (субъектам ФОРЭМ) поставленную на ФОРЭМ Поставщиком электроэнергию и мощность;

оператором ФОРЭМ и Покупателями (энергоснабжающими организациями) ФОРЭМ; Покупатели обязаны оплатить стоимость поставленной им с ФОРЭМ электроэнергии и мощности конкретным Поставщикам, указанным Оператором;

оператором ФОРЭМ и Потребителями, являющимися субъектами ФОРЭМ; Потребители обязаны оплатить стоимость поставленной им с ФОРЭМ электроэнергии и мощности конкретным Поставщикам, указанным Оператором;

энергоснабжающей организацией, в регионе обслуживания которой расположен Потребитель, являющийся субъектом ФОРЭМ, и Потребителем-субъектом ФОРЭМ, согласно которым энергоснабжающая организация за плату оказывает услуги по выполнению комплекса мероприятий по обеспечению надежного энергоснабжения Потребителя-субъекта ФОРЭМ. В данных договорах предусматривается сохранение за АО-энерго функций энергоснабжающей организации по отношению к Потребителю-субъекту ФОРЭМ;

организатором ФОРЭМ и всеми энергоснабжающими организациями ЕЭС России и Потребителями-субъектами ФОРЭМ на оказание РАО «ЕЭС России» за плату (абонентную) услуг по организации функционирования и развитию ЕЭС России;

организатором и оператором ФОРЭМ; РАО «ЕЭС России» за плату оказывает определенные услуги по функционированию ФОРЭМ, организации параллельной работы субъектов ФОРЭМ, осуществлению методического руководства диспетчеризацией режимов ФОРЭМ на всех уровнях диспетчерской иерархии;

концерном «Росэнергоатом» и АЭС на оказание услуг по развитию и обеспечению безопасного функционирования атомных станций.

4.8. ПОРЯДОК ВЗАИМОРАСЧЕТОВ НА ФОРЭМ

Объемы поставок электрической энергии и мощности на ФОРЭМ:

плановые на основании утвержденного планового баланса производства и поставок электрической (тепловой) энергии и мощности, утвержденных в установленном порядке;

фактические на основании актов первичного учета электроэнергии (мощности), составленных в установленном порядке субъектами ФОРЭМ за отчетный период в точке учета электроэнергии (мощности).

Стоимость поставок электрической (тепловой) энергии и мощности определяется на основе объема (планового и фактического) производства и потребления электрической энергии и мощности, а также тарифов на электрическую (тепловую) энергию и мощность, утвержденных в установленном порядке с учетом оптимизации режима работы ЕЭС России и вынужденных отклонений от диспетчерских графиков нагрузок (составляет стоимость купленной энергии или объем продукции).

Ответственность за достоверность и полноту данных по фактическому производству и потреблению электрической энергии (мощности), правильное применение установленных тарифов, компенсационных доплат (компенсацию убытков), правильность и полноту возникающих обязательств между покупателями и поставщиками возлагается на оператора ФОРЭМ.

Оплата реализуемой на ФОРЭМ электроэнергии (мощности) и услуг осуществляется субъектами ФОРЭМ — покупателями ФОРЭМ в счетах-требованиях с соответствующими объемами платежей. Поставщики энергии и мощности уведомляются оператором ФОРЭМ счетами-извещениями.

Стоимость электроэнергии, фактически полученной Покупателем, определяют Оператор ФОРЭМ и Покупатель на основе выполненных расчетов с учетом отклонений фактических объемов поставки электроэнергии от договорных объемов, исходя из причин отклонений, указанных в приложениях к договорам.

При отклонении количества электроэнергии и мощности от договорных величин стоимость электроэнергии и мощности определяются в согласованном порядке и сообщаются Покупателю.

Фактические платежи АЭС могут быть распределены по указанию Оператора ФОРЭМ между АЭС (как Поставщиком электроэнергии и мощности) и концерном «Росэнергоатом» (как Поставщиком особого вида услуг по согласованию сторон).

Оплату стоимости полученной электроэнергии Покупатели осуществляют: в порядке авансовых (плановых) платежей платежными поручениями по схеме и плановым размерам платежей непосредственно Поставщикам;

окончательный расчет за истекший месяц не позднее 10 числа месяца, следующего за отчетным по схеме фактических платежей.

Плановые схемы и объемы платежей (счет-извещение, счет-требование) передаются Оператором ФОРЭМ Поставщику, а также каждому покупателю до начала месяца поставки, что служит неотъемлемой частью договоров, заключенных ими с Оператором ФОРЭМ.

Покупатели оплачивают Поставщикам полностью стоимость полученной электроэнергии в размерах, указанных в договорах, с учетом корректив, выполненных Оператором ФОРЭМ, по тарифам, утвержденным в установленном порядке.

4.9. УЧЕТ И ОТРАЖЕНИЕ В ОТЧЕТНОСТИ ОПЕРАЦИЙ НА ФОРЭМ

Учет поставок электроэнергии на ФОРЭМ и с ФОРЭМ ведется субъектами ФОРЭМ по документам первичного учета, составляемым в установленном порядке в точках учета электроэнергии на 24 ч последнего дня отчетного месяца. Копии документов (вторые экземпляры) первичного учета пересылаются оператору ФОРЭМ.

Оператор ФОРЭМ ведет сводный учет количества и стоимости электроэнергии и мощности, отпущенной поставщиками ФОРЭМ через сети ЕЭС России покупателям ФОРЭМ, ее распределение, учет количества и стоимости электроэнергии (мощности), полученной покупателями и определяет суммы платежей по данным документов первичного учета электроэнергии и мощности, фактических и плановых размеров и схем платежей.

Учет планируемых и фактических взаиморасчетов проводится в рамках действующей схемы платежей в строгом соответствии с заключенными договорами.

Документы первичного учета подлежат постоянному хранению в архивах субъектов ФОРЭМ и оператора ФОРЭМ.

Отчетность на ФОРЭМ. Применяются два вида отчетности:

оперативная содержит информацию о фактическом выполнении баланса производства и поставок электрической энергии и мощности, текущих платежей за поставленную электроэнергию (мощность) и услуги; осуществляется по формам и в сроки, устанавливаемые и контролируемые Оператором ФОРЭМ;

статистическая, бухгалтерская проводится по формам и в сроки, установленные по представлению РАО «ЕЭС России» ФЭК России.

Оператор и организатор ФОРЭМ на основании отчетных данных анализируют эффективность функционирования ФОРЭМ, разрабатывают предложения по совершенствованию работы и готовят отчеты для представления Наблюдательному совету ФОРЭМ.

Все субъекты ФОРЭМ имеют доступ к единой информационной инфраструктуре ФОРЭМ, обеспечиваемой организатором.

Контроль за работой ФОРЭМ. Наблюдательный совет ФОРЭМ. В соответствии с действующим законодательством Российской Федерации деятельность субъектов ФОРЭМ регулируется Федеральной и региональными энергетическими комиссиями в пределах их полномочий.

Для подведения итогов деятельности ФОРЭМ ежегодно созывается общее собрание его субъектов. В период между проведением общих собраний вопросы деятельности оптового рынка рассматриваются Наблюдательным советом, избираемым его субъектами. Порядок избрания и положение о Наблюдательном совете ФОРЭМ принимаются общим собранием его субъектов.

Функции Наблюдательного совета ФОРЭМ:

анализ эффективности работы;

контроль за соблюдением Правил и действующего законодательства по ФОРЭМ всеми субъектами, в том числе оператором и организатором ФОРЭМ;

посреднические услуги при решении спорных вопросов между субъектами; созыв и подготовка материалов для общего собрания субъектов.

Состав Наблюдательного совета ФОРЭМ включает представителей всех категорий субъектов ФОРЭМ (поставщик, покупатель, организатор, оператор).

4.10. ДАЛЬНЕЙШЕЕ РАЗВИТИЕ ФОРЭМ

В процессе акционирования электроэнергетики предполагалось, что самостоятельными субъектами рынка — поставщиками станут 51 крупная электростанция, что составляет около половины всех генерирующих мощностей России. Однако реализовать это в полной мере не удалось по причине несовпадения общегосударственных экономических интересов с интересами субъектов Федерации, на территории которых расположены крупные экономические электростанции, особенно ГЭС.

Практически повсеместно наблюдается тенденция присвоить экономический эффект в виде дешевой электроэнергии на собственной территории и препятствовать выходу крупной электростанции на оптовый рынок. Такой подход привел к ограничению сферы оптового рынка, что в свою очередь, сдерживает практическую реализацию преимуществ рыночной системы отношений. Именно расширение рыночного пространства и вовлечение максимального числа субъектов позволит включить механизм конкуренции, а следовательно, и минимизации цен (тарифов) на энергию.

Дальнейшее развитие ФОРЭМ ориентировано на обеспечение условий здоровой рыночной конкуренции производителей электроэнергии, поставляющих ее на оптовый рынок, и, как следствие, оптимизацию баланса спроса и предложения на основе экономических критериев, минимизацию цен на энергию и мощность, поддержание стоимости цикла «производство-распределение энергии» на уровне общественно необходимых затрат. Поэтому в процессе развития рынка приоритетными становятся следующие задачи:

экономическая защита потребителей электрической энергии, особенно в энергодефицитных регионах;

социально справедливое распределение эффекта от деятельности ЕЭС России между потребителями электроэнергии по всей территории страны;

создание оптимальных условий для развития конкуренции при производстве и поставке электроэнергии и повышение на этой основе эффективности энергопроизводства;

обеспечение сбалансированности интересов производителей и потребителей энергии в равной степени для всех субъектов Федерации;

формирование системы отношений, стимулирующих деятельность всех участников рынка с экономических позиций, тем самым снижающих необходимость принуждения;

создание экономической основы сохранения и развития ЕЭС России в качестве базы для благоприятных и равных условий возрождения и развития экономики субъектов Российской Федерации.

Для реализации преимуществ, присущих рыночной экономике, на ФОРЭМ должна возникать экономическая заинтересованность производителей в предъявлении на продажу максимального количества энергии, в результате чего эффективно работает конкурентная система отбора в каждый текущий момент времени наиболее дешевого энергоресурса, имеющегося в распоряжении оператора рынка.

Экономическая заинтересованность поставщиков ФОРЭМ обеспечивается за счет появления возможности получить дополнительную прибыль:

при увеличении объема поставки электроэнергии и мощности на ФОРЭМ;

вследствие эффекта оптимизации режима работы ЕЭС России, который усиливается по мере увеличения массы оборота электроэнергии на ФОРЭМ.

Для этого необходимо увеличить объем циркулирующей на рынке электроэнергии, что позволит оператору рынка в максимальной степени использовать преимущества конкурентного отбора поставщиков.

Расширение ФОРЭМ предполагается в два этапа:

вывод из состава АО-энерго крупных электростанций федерального значения и создание на их базе самостоятельных поставщиков оптового рынка;

продажа на рынок всей электроэнергии, производимой электростанциями АО-энерго.

Электростанции АО-энерго (или объединения электростанций) могут выделиться из состава АО-энерго, преобразоваться в дочерние структуры и работать в качестве поставщиков энергии на оптовый рынок.

Это может быть реализовано при следующих вариантах:

1. Все электростанции выводятся из состава АО-энерго и все производители энергии, включая электростанции федерального уровня (дочерние акционерные общества и филиалы РАО «ЕЭС России»), организуются в устойчивые межзональные конкурирующие компании. При этом ликвидируется вертикальная интеграция: производство, передача и распределение энергии находятся в руках отдельных организаций с раздельной структурой собственности и управления. В этом случае упрощается регулирование и возникает устойчивый, конкурентоспособный производственный сектор.

2. Электростанции федерального уровня становятся либо независимыми организациями, либо объединяются в конкурирующие между собой компании. Электростанции АО-энерго преобразуются в дочерние компании, функционируют независимо от АО-энерго (АО-энерго выполняют функции

распределения и сбыта электроэнергии) и таким образом участвуют в работе оптового рынка. Электростанции АО-энерго могут добровольно войти в состав групповой компании при условии, что на данном участке рынка поддерживается конкурентный баланс.

3. На базе электростанций федерального уровня и электростанций АО-энерго создаются совместные генерирующие компании.

4. Электростанции АО-энерго выступают на оптовом рынке через свои АО. В этом случае отношения собственности не изменяются. Вся электроэнергия, вырабатываемая электростанциями, входящими в состав АО-энерго, продается на ФОРЭМ по тарифу, утвержденному ФЭК; АО-энерго выполняет только функции энергоснабжающей организации в части распределения и сбыта энергии конечным потребителям, которую покупает в необходимом объеме на ФОРЭМ.

Наиболее радикальным считается вариант 1, а наиболее легко реализуемым — 4, поскольку не затрагивает вопроса передачи собственности.

Электроэнергетика обладает всеми признаками естественной монополии, что определяет состояние товарного рынка, при котором удовлетворение спроса на конкретный товар эффективнее в отсутствии конкуренции в силу технологических особенностей производства (в связи с существенным снижением издержек производства на единицу товара по мере увеличения объема производства), а товары, производимые субъектами естественной монополии, в меньшей степени зависят от изменения цены на этот товар, чем спрос на другие виды товаров.

Энергоснабжающие организации, концентрирующие в руках одного юридического лица генерирующие мощности (производство), передающие линии (транспорт), распределительные линии (распределение) и взаимоотношения с конечным потребителем (сбыт), представляют собой интегрированную структуру — образец субъекта естественной монополии. При этом они несут всю полноту ответственности за энергоснабжение потребителей своего региона, включая надежность и качество.

Внутри такой структуры принципиально невозможно возникновение конкуренции, что приводит к самонастраиванию системы на затратный механизм при отсутствии внешних стимулов к снижению издержек производства.

С переходом в состав РАО «ЕЭС России» высоковольтных ЛЭП АО-энерго утратили транспортную функцию. При выведении электростанций из состава АО-энерго на оптовый рынок утрачивается его функция производителя энергии. Производство энергии перестает быть монопольным и в этой сфере расширяются возможности конкуренции, а следовательно, минимизации производственных затрат. Дальнейшее развитие конкуренции в сфере производства энергии будет происходить за счет увеличения числа независимых генерирующих источников, особенно вновь вводимых энергетических объектов, сооруженных на средства независимых инвесторов.

За АО-энерго сохраняются функции энергоснабжающей организации, занимающейся распределением и сбытом энергии на закрепленной за ним территории.

АО-энерго как субъект-покупатель оптового рынка, одновременно выступает организатором розничного (потребительского) рынка электрической энергии и мощности, так как функцией энергоснабжающей организации является осуществление взаимоотношений с конечными потребителями (абонентами). С целью защиты экономических интересов потребителей от возможного диктата энергоснабжающих организаций как на оптовом, так и на розничном рынках применяется система государственного регулирования.

Вопросы для повторения

1. Расскажите об организационной структуре ФОРЭМ.
2. Каковы функции организатора ФОРЭМ?
3. Каковы функции оператора ФОРЭМ?
4. Как организована купля-продажа энергии?
5. Каким образом достигается государственное регулирование на ФОРЭМ?
6. Как организованы договорные отношения на ФОРЭМ?
7. Каковы пути дальнейшего развития ФОРЭМ?

Глава 5

ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ

5.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

С 1992 г. в России на ограниченный круг продукции производственно-технического назначения, в том числе электрическую и тепловую энергию, введено государственное регулирование цен и тарифов, не противоречащее развитию рыночных отношений. Это подтверждается опытом стран, традиционно считающихся классическими образцами рыночной экономики.

Установление правовых основ единого рынка, ценовая политика, а также Федеральные энергетические системы, составная часть которых Федеральные электроэнергетические системы, в соответствии со Статьей 71 Конституции Российской Федерации отнесены к ведению Российской Федерации.

Указанные положения Конституции Российской Федерации определяют общий порядок правового регулирования отношений в электроэнергетике: Российская Федерация принимает законы, имеющие прямое действие на всей ее территории, где устанавливается общая база правового регулирования отношений в электроэнергетике, в том числе полномочия и ответственность органов государственного управления Российской Федерации и органов государственного управления субъектов Российской Федерации по регулированию конкретных направлений деятельности коммерческих организаций электроэнергетики.

Государственное регулирование в электроэнергетике проводится в соответствии с Федеральным Законом «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации» на двух уровнях — федеральном и региональном. Оно обусловлено естественной монополией энергоснабжающих организаций и осуществляется в целях:

защиты экономических интересов потребителей от монопольного повышения тарифов;

создания механизма согласования интересов производителей и потребителей электрической и тепловой энергии;

формирования конкурентной среды в электроэнергетическом комплексе для повышения эффективности его функционирования и минимизации тарифов;

создания экономических стимулов для использования в производственных процессах энергосберегающих технологий;

обеспечения производителям энергии права равного доступа на ФОРЭМ.

Государственное регулирование тарифов основывается на принципах экономической обоснованности затрат на производство, передачу и распределение энергии, а также себестоимости и прибыли при расчете и утверждении тарифов; открытости; доступности для потребителей и обществу материалов по регулированию; создания условий для привлечения в отрасль инвестиций.

Для обеспечения конкурентных условий формирования тарифов на электроэнергию и мощность, отпускаемую производителями, государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию проводится затратным методом за счет установления на федеральном и региональном уровнях экономически обоснованных тарифов на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) и тарифов на услуги, оказываемые на ФОРЭМ и потребительском рынке. В настоящее время производителей энергии — ТЭС и ГЭС федерального уровня — применяются две ставки тарифа:

на установленную мощность — определяется отношением суммы условно-постоянных затрат на производство энергии к установленной мощности электростанции;

на производство электроэнергии — определяется отношением условно-переменных затрат (затраты на топливо) к отпуску электроэнергии с шин электростанции.

В ближайшей перспективе планируется перейти на двухставочные тарифы для всех поставщиков ФОРЭМ (включая АЭС и избыточные — АО-энерго), а также для покупателей энергии — дефицитных АО-энерго и отдельных потребителей.*

Аналогично предполагается перейти на двухставочные тарифы на тепловую энергию и мощность, которые в настоящее время применяются для отдельных потребителей тепла в порядке эксперимента.

На федеральном уровне регулирующим органом служит ФЭК России, субъектами регулирования — участники оптового рынка (ФОРЭМ). На региональном уровне регулирование осуществляется региональными энергетическими комиссиями (РЭК) субъектов Российской Федерации (их 74 — каждый регион имеет свою РЭК, а Москва и Санкт-Петербург — городскую и областную энергетические комиссии). Субъектами регулирования являются участники розничного (потребительского) рынка электрической и тепловой энергии (мощности).

* Перевод на двухставочные тарифы для всех субъектов ФОРЭМ осуществлен с 01.07.97 г.

ФЭК России и РЭК независимы в своих решениях в пределах полномочий, предоставленных им законом, и несут ответственность за экономическую обоснованность величин утверждаемых ими тарифов (нормативов), а также за своевременность их введения в соответствии с действующим законодательством.

5.2. ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ФЕДЕРАЛЬНОМ УРОВНЕ

Государственное регулирование на федеральном уровне предусматривает:

1. Утверждение перечня коммерческих организаций — субъектов ФОРЭМ. Такой перечень утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 12 июля 1996 г. №793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)».

Изменения и дополнения состава субъектов ФОРЭМ утверждаются ФЭК России одновременно с утверждением балансов и тарифов на планируемый период. По итогам календарного года ФЭК России представляет на утверждение Правительства Российской Федерации внесенные в течение года изменения и дополнения в состав субъектов ФОРЭМ.

2. Утверждение баланса электрической энергии и мощности. В порядке, установленном ФЭК России, РАО «ЕЭС России» совместно с «ЦДУ ЕЭС России» на основании предложений поставщиков и покупателей ФОРЭМ разрабатывает годовой и квартальные балансы производства и поставок электрической энергии (мощности), включая поставки на экспорт. Разработанный баланс утверждается ФЭК России и впоследствии является коммерческой основой для ведения режима работы ЕЭС России; он обязателен для исполнения всеми субъектами регулирования при заключении и исполнении договоров на поставку электроэнергии (мощности) и оказание услуг, а также региональными энергетическими комиссиями при утверждении тарифов и нормативов платы за услуги на потребительском (розничном) рынке электроэнергии (мощности) и тепловой энергии (мощности).

3. Государственное регулирование тарифов на электрическую (тепловую) энергию и мощность, а также стоимости поставляемых на ФОРЭМ услуг осуществляется ФЭК России. Эта комиссия утверждает:

тарифы на электрическую энергию и тарифы на электрическую мощность, поставляемую на ФОРЭМ производителями энергии (ТЭС, ГЭС, АЭС, энергоснабжающими организациями);

тарифы на электрическую энергию и тарифы на электрическую мощность, поставляемую с ФОРЭМ энергоснабжающим организациям и потребителям — субъектам ФОРЭМ;

размер абонентной платы за услуги РАО «ЕЭС России» по организации функционирования и развитию ЕЭС России;

норматив формирования средств на развитие и обеспечение безопасного функционирования АЭС концерна «Росэнергоатом».

5.3. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И МОЩНОСТЬ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ НА ФОРЭМ

В процессе рассмотрения и утверждения тарифов на электрическую энергию и тепловую энергию и мощность поставщик представляет на рассмотрение ФЭК, а ФЭК оценивает обоснованность следующих материалов.

По электростанциям:

экономическое обоснование общей потребности в финансовых средствах (себестоимости и прибыли) электростанций по регулируемым видам деятельности на период регулирования;

определение видов и объемов продукции (услуг) в натуральном выражении, поставляемых электростанциями;

распределение общей потребности в финансовых средствах (себестоимости и прибыли) электростанций между видами продукции;

расчет тарифов: среднего по электростанции и на каждый вид продукции (электрическая и тепловая энергия и мощность).

Распределение затрат между тепловой и электрической энергией проводится в соответствии с «Методическими указаниями по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования». При этом общий расход топлива энергетическими котлами ТЭС распределяется между электроэнергией и теплом пропорционально расходам тепла при их условном раздельном производстве. Вся электроэнергия условно считается выработанной по конденсационному циклу, а расход тепла на ее производство, определенный по физическому методу, увеличивается в зависимости от коэффициента ценности отпускаемого тепла. Это позволяет распределить между электрической энергией и теплом топливо, сэкономленное в комбинированном цикле (и затраты), что проявляется в снижении удельных расходов условного топлива на производство электрической и тепловой энергии.

Перед представлением на ФЭК России материалы по регулированию тарифов согласовываются с РАО «ЕЭС России» как организатором ФОРЭМ.

По результатам рассмотрения представленных электростанций материалов ФЭК России утверждает следующие ставки тарифов.

Для тепловых и атомных электростанций:

на установленную (или рабочую) мощность;
на тепловую энергию (мощность) — в качестве рекомендаций для рассмотрения и последующего утверждения тарифов РЭК;
на электроэнергию (расчетно).

Для взаиморасчетов за фактически поставленную на ФОРЭМ электроэнергию тепловыми и атомными электростанциями ставка тарифа на электрическую энергию определяется по результатам работы электростанции, исходя из нормативного удельного расхода топлива на производство электрической энергии за отчетный период и фактической цены топлива.

Для гидравлических электростанций:

на установленную (или рабочую) мощность;
на электрическую энергию.

По основной деятельности электростанций в качестве продукции выделяется мощность и электроэнергия. Объем отпускаемой в течение регулируемого периода электроэнергии определяется на основании утвержденного баланса. Для расчета тарифа на электрическую мощность используется показатель установленной электрической мощности электростанции. По мере развития методической базы и технических средств учета показатель установленной электрической мощности может быть заменен по решению ФЭК России на показатель электрической рабочей мощности или иной показатель, более точно отражающий степень фактической готовности электростанции к несению электрической нагрузки в любой момент времени.

По тепловой энергии для расчета тарифов электростанций используется показатель полезного отпуска теплоты в сеть коллекторов электростанций. По мере развития методической базы и технических средств учета по теплу по решению ФЭК России может быть использован наряду с полезным отпуском теплоты также показатель тепловой мощности, более точно отражающий степень фактической готовности электростанции к несению тепловой нагрузки в любой момент времени.

Определение тарифов на электроэнергию и мощность, поставляемую на ФОРЭМ избыточными АО-энерго, проводится аналогично. При этом в расчет включаются показатели всех электростанций, входящих в состав АО-энерго.

5.4. РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ И МОЩНОСТЬ, ПОСТАВЛЯЕМУЮ С ФОРЭМ

В порядке рассмотрения и утверждения тарифов на электрическую энергию и мощность, отпускаемую с ФОРЭМ, РАО «ЕЭС России» представляет на рассмотрение ФЭК России, а ФЭК России оценивает обоснованность следующих материалов:

экономическое обоснование общих затрат на получение на ФОРЭМ электрической энергии и мощности;*

* По решению ФЭК в состав отпускного тарифа могут быть включены средства на развитие ЕЭС России.

определение видов и объемов продукции (услуг) в натуральном выражении, поставляемых с ФОРЭМ;

распределение общей потребности ФОРЭМ в финансовых средствах между видами отпускаемой с ФОРЭМ продукции;

расчет тарифов: среднего по ФОРЭМ, на каждый вид продукции и дифференцированных по отдельным регионам на каждый вид продукции.

По результатам рассмотрения представленных РАО «ЕЭС России» материалов, ФЭК России утверждает тарифы на электрическую энергию (мощность), отпускаемую с ФОРЭМ.

Общие затраты на получение на ФОРЭМ электрической энергии и мощности рассчитываются, исходя из тарифов и объемов поставок электроэнергии и мощности от всех электростанций и избыточных АО-энерго — поставщиков ФОРЭМ.

Расчет тарифов на электроэнергию и мощность, отпускаемую с ФОРЭМ, может осуществляться дифференцированно по различным регионам России.

5.5. ГОСУДАРСТВЕННОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ТАРИФОВ НА РЕГИОНАЛЬНОМ УРОВНЕ

Государственное регулирование на региональном уровне предусматривает: утверждение тарифов на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность), отпускаемую всеми энергоснабжающими организациями потребителям, расположенным на территории региона;

утверждение тарифов на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность), поставляемую производителями, не являющимися субъектами ФОРЭМ;

утверждение размера платы за услуги, оказываемые на потребительском рынке электрической и тепловой энергии.

В процессе рассмотрения и утверждения тарифов на электрическую энергию и тепловую энергию и мощность энергоснабжающая организация (АО-энерго) представляет на рассмотрение РЭК, а РЭК оценивает обоснованность следующих материалов:

экономическое обоснование общей потребности в финансовых средствах (себестоимости и прибыли) АО-энерго по регулируемым видам деятельности на период регулирования;

определение видов и объемов продукции (услуг) в натуральном выражении, поставляемых АО-энерго потребителям по регулируемой деятельности;

распределение общей потребности в финансовых средствах (себестоимости и прибыли) АО-энерго между видами продукции по регулируемой деятельности;

расчет тарифов (размера услуг): среднего по энергоснабжающей организации и по группам потребителей.

По результатам рассмотрения представленных АО-энерго материалов РЭК утверждает тарифы на электрическую энергию и тепловую энергию и мощность по группам потребителей региона, а также тарифы на услуги по передаче электроэнергии в случае предоставления таких услуг. Состав услуг определяется, исходя из конкретных условий энергоснабжения потребителей.

Тарифы утверждаются по следующим основным группам конечных потребителей (одноставочный тариф — за потребленную электроэнергию для всех групп, кроме первой, в руб/кВт·ч):

1. Промышленные и приравненные к ним потребители мощностью 750 кВт и выше (утверждаются две ставки тарифа — за заявленную мощность, руб/МВт, и потребленную электроэнергию, руб/кВт·ч).
2. Промышленные и приравненные к ним потребители мощностью до 750 кВт.
3. Непромышленные потребители.
4. Электрифицированный железнодорожный транспорт.
5. Городской электрифицированный транспорт.
6. Производственные сельскохозяйственные потребители.
7. Население (городское и сельское).
8. Населенные пункты (городские и сельские).
9. Оптовые потребители-перепродавцы.
10. Хозяйственные нужды энергосистемы.

5.6. СОСТАВЛЯЮЩИЕ ЗАТРАТ И ПРИБЫЛИ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТАХ ТАРИФОВ

Экономическое обоснование общей потребности в финансовых средствах (себестоимости и прибыли) проводится, исходя из действующих норм и нормативов расходования топлива, основных и вспомогательных материалов для эксплуатационных и ремонтных нужд и прогнозируемых цен и тарифов.

Общая потребность энергоснабжающих организаций в финансовых средствах на регулируемые виды деятельности включает средства, относимые на себестоимость продукции и средства, формируемые за счет прибыли.

Средства, относимые на себестоимость продукции:

- сырье и основные материалы;
- вспомогательные материалы;
- услуги производственного характера;
- топливо на технологические цели;
- покупная энергия на производственные и хозяйственные нужды, в том числе стоимость покупной электроэнергии и мощности, получаемых с ФОРЭМ или от других производителей энергии;
- затраты на оплату труда;

отчисления на социальные нужды, в том числе отчисления на социальное страхование и в фонд занятости, обязательное медицинское страхование, в пенсионный фонд и другие отчисления, предусмотренные действующим законодательством;

амортизация основных фондов;

прочие затраты, в том числе:

- целевые средства энергоснабжающих организаций,
- плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ,
- оплата процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам,
- амортизация по нематериальным активам,
- абонентная плата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России,
- отчисления в ремонтный фонд,
- средства на создание сезонных запасов топлива,
- непроизводственные расходы,
- другие прочие расходы, исходя из действующих нормативных документов и отраслевых особенностей отнесения затрат на себестоимость продукции.

Средства, формируемые за счет прибыли:

- на развитие производства, в том числе капитальные вложения;
- на социальное развитие, в том числе капитальные вложения и образование фонда потребления за счет прибыли;
- дивиденды по акциям (в соответствии со Статьей 4 Закона при рассмотрении вопросов платы на вложенный капитал регулируемых коммерческих организаций РЭК и ФЭК России обеспечивают создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций);

налоги, оплачиваемые за счет прибыли;

расходы на прочие цели, в том числе:

- платежи за превышение предельно допустимых выбросов (сбросов) загрязняющих веществ,
- оплата процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам, в части, относимой на прибыль,
- отчисления в резервные (и другие) фонды, предусмотренные действующим законодательством и др.

Расчет потребности в финансовых средствах на производственное, научно-техническое и социальное развитие проводится с обоснованием всех источников финансирования на основании принятых схем развития и инвестиционных программ энергосберегающей организации.

Уровень рентабельности коммерческих организаций по регулируемой деятельности складывается, исходя из объемов указанных выше средств,

формируемых за счет прибыли. Норматив рентабельности не устанавливается.

5.7. ПОРЯДОК РАСЧЕТА ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ, ОТПУСКАЕМУЮ ПОТРЕБИТЕЛЯМ

Для регулирования тарифов на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) энергоснабжающая организация представляет в РЭК следующие обоснованные материалы:

1. Баланс электрической энергии и мощности энергоснабжающей организации по обслуживаемому региону, составленный на основе утвержденного ФЭК России баланса и согласованный с РАО «ЕЭС России» или уполномоченным им органом.
2. Расчет полезного отпуска электроэнергии.
3. Потери электроэнергии в электрических сетях по диапазонам напряжения:
 - высокого (ВН) — 110 кВ и выше;
 - среднего (СН) — 35—6 кВ;
 - низкого (НН) — 0,4 кВ.
4. Расчет полезного отпуска теплоэнергии.
5. Структуру полезного отпуска электрической энергии и мощности по группам, категориям и отдельным потребителям, в том числе по диапазонам напряжения ВН, СН, НН.
6. Структуру полезного отпуска тепловой энергии и мощности по группам и категориям потребителей.
7. Расчет коэффициентов потерь электрической энергии в сетях по диапазонам напряжения ВН, СН, НН.
8. Расчет расхода условного топлива, в том числе по электростанциям (котельным).
9. Расчет затрат на топливо, в том числе расчет потребности и стоимости топлива по электростанциям (котельным).
10. Расчет затрат на покупку энергии.
11. Смету затрат на производство энергии.
12. Калькуляцию себестоимости производства электрической энергии, передачи и распределения ее в сетях.
13. Калькуляцию себестоимости производства тепловой энергии, передачи и распределения ее в сетях.
14. Расчет стоимости услуг по обслуживанию сетей РАО «ЕЭС России», переданных в эксплуатацию энергоснабжающей организации.
15. Расчет абонентной платы за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России.
16. Расчет источников финансирования капитальных вложений.

17. Расчет балансовой прибыли, принимаемой при установлении тарифов на электрическую и тепловую энергию.

18. Калькуляция себестоимости производства электрической энергии, передачи и распределения ее в сетях энергоснабжающей организации.

19. Калькуляция себестоимости производства тепловой энергии, передачи и распределения ее в сетях энергоснабжающей организации.

20. Расчет среднего уровня тарифов (по энергоснабжающей организации в целом) на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую потребителям (включая потребителей-перепродавцов).

21. Расчет дифференцированных (по диапазонам напряжения) ставок платы за электрическую мощность.

22. Расчет дифференцированных (по диапазонам напряжения) ставок платы за электроэнергию.

23. Расчет дифференцированных (по диапазонам напряжения и времени суток) ставок платы за электроэнергию – по потребителям, оснащенным соответствующими приборами коммерческого учета.

24. Расчет двухставочных тарифов на электроэнергию, дифференцированных по диапазонам напряжения.

25. Сводную таблицу двухставочных тарифов на электроэнергию по группам, категориям и отдельным потребителям.

26. Тарифы на электрическую энергию и электрическую мощность, применяемые для расчетов по группам, категориям и отдельным потребителям.

27. Расчет тарифов на тепловую энергию для потребителей пара различных параметров и горячей воды.

28. Сравнительный анализ экономических показателей к расчету тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Расчетные показатели базового периода определяются:

- по экономическим (стоимостным) показателям (цены, налоги и т.д.);
- по фактически достигнутым показателям периода, предшествующего регулируемому;
- по показателям производственно-технологического характера (выработка, полезный отпуск, расход и структура топлива и т.д.) соответствующего периода прошлого года.

В процессе рассмотрения и утверждения тарифов на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) РЭК оценивает обоснованность следующих материалов.

Определение видов и объемов продукции (услуг) в натуральном выражении, поставляемых энергоснабжающей организацией потребителям по регулируемой деятельности.

Экономическое обоснование общей потребности в финансовых средствах (себестоимости и прибыли) коммерческих организаций по регулируемым видам деятельности на период регулирования.

Распределение общей потребности в финансовых средствах (себестоимости и прибыли) коммерческих организаций между видами продукции по регулируемой деятельности.

Расчет тарифов: среднего по энергоснабжающей организации и с дифференциацией по группам и категориям потребителей.

По результатам рассмотрения, представленных энергоснабжающими организациями материалов, РЭК утверждает тарифы на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию (мощность) по группам и категориям потребителей региона, обслуживаемого данной энергоснабжающей организацией.

5.8. РАСЧЕТ СРЕДНЕГО ПО ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ ТАРИФА НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ И ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ

Потребность в финансовых средствах на деятельность по производству, передаче и распределению электрической энергии (мощности) определяется по формуле

$$D_3 = D - D_{ТЭ} - D_{ЭС},$$

где D_3 , D , $D_{ТЭ}$ — потребность в финансовых средствах соответственно на деятельность по производству, передаче и распределению электроэнергии; общая потребность энергоснабжающей организации по регулируемым видам деятельности; на деятельность по производству, передаче и распределению теплоэнергии; $D_{ЭС}$ — стоимость услуг по обслуживанию электрических сетей РАО «ЕЭС России» и услуг, связанных с поддержанием надежного энергосбережения потребителей, выведенных на ФОРЭМ.

Средние тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую потребителям региона от энергоснабжающей организации, вычисляются следующим образом.

Средний тариф на электрическую энергию, руб/кВт·ч,

$$T_3^{cp} = (D_3 - D_{опт}) / \mathcal{E}_{отп},$$

где $D_{опт}$ — выручка от реализации электрической энергии и мощности на ФОРЭМ, млн. руб; $\mathcal{E}_{отп}$ — полезный отпуск электроэнергии потребителям от энергоснабжающей организации, включая отпуск электроэнергии потребителям-перепродавцам, млн. кВт·ч.

Средний тариф на тепловую энергию, тыс. руб/Гкал,

$$T = D_{ТЭ} / Q_{отп},$$

где $Q_{отп}$ — полезный отпуск теплоэнергии потребителям от энергоснабжающей организации, включая отпуск теплоэнергии потребителям-перепродавцам оптовых перепродавцов, тыс. Гкал.

5.9. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ПО ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Дифференциация среднееотпускного тарифа (T_3^{cp}) на электроэнергию по категориям потребителей осуществляется на основе соблюдения следующих основных принципов:

соответствие тарифов, устанавливаемых для различных категорий потребителей, реальным затратам энергоснабжающей организации по электроснабжению данных потребителей;

равноприбыльность электроснабжения различных категорий потребителей.

В Методических указаниях учитываются следующие факторы дифференциации:

уровень напряжения в точке подключения потребителя к сети;

режимы использования потребителями различных категорий заявленной (или расчетной) на период регулирования максимальной мощности (значения плотности индивидуальных графиков нагрузки потребителей).

В качестве исходного расчетного тарифа на электроэнергию для всех категорий потребителей в методике используется двухставочный тариф

$$R_i = T_i^{эм} P_i^{max} + T_i^3 \mathcal{E}_i,$$

где $T_i^{эм}$ — ставка за мощность, руб/кВт; P_i^{max} — заявленная (или расчетная) максимальная мощность потребителя, тыс. кВт; T_i^3 — ставка за энергию, руб/кВт·ч; $\mathcal{E}_i$ — объем потребления электроэнергии, млн. кВт·ч; i — потребитель; R_i — плата i -го потребителя за электрическую мощность и электрическую энергию, млн. руб.

Далее осуществляется расчет экономически обоснованных дифференцированных значений ставок тарифа на мощность (руб/кВт) и потребляемую электроэнергию (руб/кВт·ч).

5.10. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ ТАРИФОВ ЗА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ МОЩНОСТЬ ПО ГРУППАМ И КАТЕГОРИЯМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Значение ставки тарифа за мощность ($T_i^{эм}$) для i -го потребителя устанавливается таким образом, чтобы обеспечивались компенсация обоснованных условно-постоянных затрат энергоснабжающей организации по поддержанию данной мощности генерирующих источников, электрических сетей и подстанций O в работоспособном состоянии в течение всего периода регулирования (вне зависимости от плотности графика нагрузки i -го потребителя) и формирование обоснованного размера прибыли.

Общая величина эксплуатационных условно-постоянных затрат энерго-снабжающей организации $Z_{\text{пост}}^3$, млн. руб., (отнесенных на электроэнергию) включает следующие составляющие:

$$Z_{\text{пост}}^3 = Z_{\text{п}}^{\text{из}} + Z_{\text{сети}}^{\text{вн}} + Z_{\text{сети}}^{\text{сн}} + Z_{\text{сети}}^{\text{нн}} + Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3},$$

где $Z_{\text{п}}^{\text{из}}$ — составляющая эксплуатационных условно-постоянных затрат, отнесенная на электростанции; $Z_{\text{сети}}^{\text{вн}}$ — составляющая эксплуатационных условно-постоянных затрат, отнесенная на электрические сети ВН (110 кВ и выше), включая затраты энергоснабжающей организации по обслуживанию электрических сетей РАО «ЕЭС России»; $Z_{\text{сети}}^{\text{сн}}$ — составляющая эксплуатационных условно-постоянных затрат, отнесенная на электрические сети СН (6—35 кВ); $Z_{\text{сети}}^{\text{нн}}$ — составляющая эксплуатационных условно-постоянных затрат, отнесенная на электрические сети НН (0,4 кВ), включая затраты энергоснабжающей организации по обслуживанию электрических сетей РАО «ЕЭС России»; $Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}$ — общехозяйственные условно-постоянные затраты энергоснабжающей организации, не связанные напрямую с эксплуатацией и ремонтом того или иного вида энергетического оборудования.

Прибыль энергоснабжающей организации (отнесенная на электроэнергию) P_3 разносится между выделенными подсистемами (электростанциями, электрическими сетями ВН, СН и НН) пропорционально рассчитанным выше условно-постоянным затратам, связанным с эксплуатацией данных подсистем, млн. руб.,

$$P_3 = P_{\text{из}} + P_{\text{вн}} + P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}} + P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3},$$

где $P_{\text{из}}$ — часть формируемой прибыли энергоснабжающей организации от реализации электроэнергии, отнесенная на электрические станции, млн. руб.; $P_{\text{вн}}$ — то же на электрическую сеть ВН (110 кВ и выше), млн. руб.; $P_{\text{сн}}$ — то же на электрическую сеть СН (35—6 (10) кВ), млн. руб.; $P_{\text{нн}}$ — то же на электрическую сеть НН (0,4 кВ), млн. руб.; $P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}$ — часть расчетной балансовой прибыли энергоснабжающей организации по электрической энергии (мощности), отнесенной на сумму: общехозяйственных расходов, 40 % стоимости покупной мощности (в случае применения двухставочных тарифов), а также недополученного дохода по независимым от энергоснабжающей организации причинам (выпадающих доходов)

$$P_{\text{из}} = P_3 Z_{\text{п}}^{\text{из}} / Z_{\text{пост}}^3;$$

$$P_{\text{вн}} = P_3 Z_{\text{сети}}^{\text{вн}} / Z_{\text{пост}}^3;$$

$$P_{\text{сн}} = P_3 Z_{\text{сети}}^{\text{сн}} / Z_{\text{пост}}^3;$$

$$P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3} = P_3 - P_{\text{из}} - P_{\text{вн}} - P_{\text{сн}} - P_{\text{нн}};$$

$$Z_{\text{сети}} = Z_{\text{сети}}^{\text{вн}} + Z_{\text{сети}}^{\text{сн}} + Z_{\text{сети}}^{\text{нн}};$$

$$S_0 = Z_{\text{п}}^{\text{из}} + P_{\text{из}} + Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3} Z_{\text{п}}^{\text{из}} / (Z_{\text{пост}}^3 - Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}) + P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3} P_{\text{из}} / (P_3 - P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}),$$

где S_0 — составляющая условно-постоянных затрат и прибыли в доле энергоснабжающей организации.

Расчет величины ставки тарифа производства электрической мощности на электростанциях энергоснабжающей организации

$$T_{\text{эм}}^{\text{пр}} = S_0 / \sum_i P_i^n.$$

Здесь $\sum_i P_i^n$ — суммарная установленная электрическая (рабочая) мощность электростанций энергоснабжающей организации.

Величина общей ставки платы за мощность $T_{\text{эм}}^1$, руб/кВт, рассчитывается делением величины S_1 на суммарную максимальную мощность всех потребителей:

$$T_{\text{эм}}^1 = S_1 / \sum_i P_i^{\text{max вн сн нн}},$$

где $\sum_i P_i^{\text{max вн сн нн}}$ — суммарная электрическая мощность всех потребителей;

$$S_1 = Z_{\text{п}}^{\text{из}} + Z_{\text{сети}}^{\text{вн}} + P_{\text{из}} + P_{\text{вн}} + Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3} (Z_{\text{п}}^{\text{из}} + Z_{\text{сети}}^{\text{вн}}) / (Z_{\text{пост}}^3 - Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}) + P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3} (P_{\text{из}} + P_{\text{вн}}) / (P_3 - P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}) - D_{\text{опт}} - D_{\text{ЕЭС}},$$

$D_{\text{опт}}$ — сумма средств, получаемых энергоснабжающей организацией от продажи электроэнергии на ФОРЭМ.

Рассчитанная тарифная ставка $T_{\text{эм}}^1$ — окончательная для потребителей, получаемых электроэнергию из сети ВН (поскольку для электроснабжения данных потребителей отсутствует техническая и экономическая необходимость в эксплуатации и содержании электрических сетей и подстанций среднего и низкого диапазонов напряжения).

Расчет условно-постоянных затрат прибыли электроснабжающей организации, связанных с эксплуатацией сетей и подстанций среднего диапазона напряжения, млн. руб.,

$$S_2 = Z_{\text{сети}}^{\text{сн}} + P_{\text{сн}} + Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3} Z_{\text{сети}}^{\text{сн}} / (Z_{\text{пост}}^3 - Z_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}) + P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3} P_{\text{сн}} / (P_3 - P_{\text{пост}}^{\text{сист } 3}).$$

Расчет второй дополнительной ставки за мощность для потребителей, подключенных к сетям СН и НН ($T_{эм}^2$) делением величины S_2 на суммарную мощность потребителей, подключенных к сетям СН и НН, руб/кВт,

$$T_{эм}^2 = S_2 / \sum_i P_i^{\max \text{ СН НН}}.$$

Сумма первой и второй тарифной ставок является окончательной для потребителей, получающих электрическую энергию из сети СН.

Расчет постоянных затрат и прибыли энергоснабжающей организации, связанных с эксплуатацией сетей и подстанций низшего диапазона напряжения (НН), млн. руб,

$$S_3 = Z_{сети}^{НН} + П_{НН} + Z_{пост}^{сист \text{ э}} Z_{сети}^{НН} / (Z_{пост}^{\text{э}} - Z_{пост}^{сист \text{ э}}) + \\ + П_{пост}^{сист \text{ э}} П_{НН} / (П_{\text{э}} - П_{пост}^{сист \text{ э}}).$$

Расчет третьей дополнительной ставки за мощность для потребителей, подключенных к сетям НН, руб/кВт,

$$T_{эм}^3 = S_3 / \sum_i P_i^{\max \text{ НН}}.$$

Сумма тарифных ставок является окончательной для потребителей, получающих электроэнергию из сети НН:

$$T_{эм}^{НН} = T_{эм}^1 + T_{эм}^2 + T_{эм}^3.$$

5.11. РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИРОВАННЫХ (ПО ДИАПАЗОНАМ НАПРЯЖЕНИЯ) СТАВОК ТАРИФОВ ЗА ПОТРЕБЛЯЕМУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

Значение ставки тарифа за электроэнергию (T_i^3) для i -го потребителя устанавливается, исходя из условия компенсации переменных затрат энергоснабжающей организации по производству (потреблению), передаче и распределению требуемого объема электроэнергии до потребителя (топливные затраты, часть затрат на покупную электроэнергию, потери в электрических сетях). Если энергоснабжающая организация покупает электроэнергию с ФОРЭМ или от других поставщиков электрической энергии, в расчет ставки тарифа на электрическую энергию включается 60 % затрат на покупную энергию. Остальные 40 % относятся на условно-постоянные затраты по смете общехозяйственных затрат энергоснабжающей организации. При расчетах на покупную электроэнергию по двухставочным тарифам, в расчет ставки тарифа на электроэнергию, отпускаемую энергоснабжающей организацией, включается соответствующая ставка тарифа на покупную электроэнергию.

Средние удельные топливные затраты на 1 кВт·ч электроэнергии, производимой на собственных (арендуемых) электростанциях энергоснабжающей организации и отпускаемой в сеть (за вычетом производственных нужд), г/кВт·ч,

$$b_3 = B_3 / \text{Э}_{тэс},$$

где B_3 — расход условного топлива на производство электроэнергии; $\text{Э}_{тэс}$ — отпуск электроэнергии в сеть ВН (за вычетом производственных нужд).

Для потребителей, подключенных к сети ВН, тарифная ставка за энергию, руб/кВт·ч, определяется по формуле

$$T_{ВН}^3 = (b_3 C_{\text{т}}^3 \text{Э}_{тэс} + 0,6 T_{\text{пок}} \text{Э}_{\text{пок}}) / \text{Э}_{\text{по}},$$

где $C_{\text{т}}^3$ — цена топлива, руб/т*; $T_{\text{пок}}$ — средний тариф на покупную электроэнергию энергоснабжающей организации от всех поставщиков, руб/кВт·ч; $\text{Э}_{\text{по}}$ — а) для дефицитных энергоснабжающих организаций — отпуск электрической энергии из сети ВН собственным потребителям и в сети СН, НН; б) для избыточных энергоснабжающих организаций — суммарный отпуск электрической энергии собственным потребителям и на ФОРЭМ, млн. кВт·ч; $\text{Э}_{\text{пок}}$ — объем покупной электрической энергии от всех поставщиков, млн. кВт·ч.

Тарифная ставка за электроэнергию для потребителей, подключенных к сетям СН, руб/кВт·ч, рассчитывается, исходя из условия учета дополнительных электрических потерь в сетях СН:

$$T_{сн}^3 = T_{ВН}^3 / (1 - \alpha_{сн}/100),$$

где $\alpha_{сн}$ — коэффициент электрических потерь в сетях СН.

Тарифная ставка за электроэнергию для потребителей, подключенных к сетям НН, руб/кВт·ч, рассчитывается, исходя из условия учета дополнительных потерь в сетях НН:

$$T_{НН}^3 = T_{ВН}^3 / [(1 - \alpha_{сн}/100)(1 - \alpha_{НН}/100)],$$

где $\alpha_{НН}$ — коэффициент электрических потерь в сетях НН.

Тарифная ставка на производство электрической энергии ($T_{пр}^3$) определяется, исходя из совокупности ТЭС и ГЭС:

$$T_{пр}^3 = (b_3 C_{\text{т}}^3 \text{Э}_{тэс}) / \text{Э}_{\text{мин}}.$$

Для отдельных потребителей электроэнергии ставка платы за электроэнергию ($T_{НН}^3$) может дополнительно дифференцироваться по времени суток, с выделением ночной ставки платы за энергию при наличии у потребителя соответствующих приборов коммерческого учета.

* Топливо в условном исчислении.

Размер платы за электрическую энергию и мощность, рассчитываемой по двухставочным тарифам, млн. руб, определяется:

потребители из сети ВН:

$$R_i^{ВН} = T_{эм}^1 P_i + T_{вн}^3 \mathcal{E}_i;$$

потребители из сети СН:

$$R_i^{СН} = (T_{эм}^1 + T_{эм}^2) P_i + T_{сн}^3 \mathcal{E}_i;$$

потребители из сети НН:

$$R_i^{НН} = (T_{эм}^1 + T_{эм}^2 + T_{эм}^3) / P_i + T_{нн}^3 \mathcal{E}_i,$$

где P_i — максимальная нагрузка i -го потребителя (категории потребителей), тыс. кВт; $\mathcal{E}_i$ — полезный отпуск электроэнергии i -му потребителю (категории потребителей), млн. кВт · ч/квартал.

В случае, если потребитель получает электроэнергию из сети нескольких диапазонов напряжения, он рассчитывается за получаемую электрическую энергию и мощность по ставкам тарифов, соответствующим каждому диапазону напряжения.

5.12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОДНОСТАВОЧНЫХ ТАРИФОВ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ГРУПП И КАТЕГОРИЙ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Для категорий мелких и средних потребителей рассчитанные двухставочные тарифы преобразовываются в одноставочные.

Указанное преобразование, руб/кВт · ч, осуществляется следующим образом:

$$T_i^0 = (T_{эм} P_i^{\max} + T_i^3 \mathcal{E}_i) / \mathcal{E}_i,$$

где i — потребитель (группа, или категория потребителей) электроэнергии; $T_{эм}$ — ставка тарифа на электрическую мощность, соответствующая диапазону напряжения i -го потребителя; $P_i^{\max}$ — максимальная заявленная электрическая нагрузка потребителя; T_i^0 — итоговый одноставочный тариф i -го потребителя.

5.13. РАСЧЕТ «ВЫПАДАЮЩИХ» ДОХОДОВ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

В случае установления по решению РЭК для отдельных групп и категорий потребителей, уменьшенных против рассчитанных по настоящим Ме-

тодическим указаниям (льготных) тарифов, проводится расчет соответствующих выпадающих доходов энергоснабжающей организации, млн. руб,

$$\Delta Z_3 = \sum_n [(T_n^0 - T_n^{\text{лт}}) \mathcal{E}_n],$$

где ΔZ_3 — выпадающие доходы энергоснабжающей организации в результате применения льготных тарифов; n — категории потребителей, для которых устанавливаются льготные тарифы; T_n^0 — рассчитанный в соответствии с Методическими указаниями тариф на электроэнергию n -й категории потребителей, руб/кВт · ч; $T_n^{\text{лт}}$ (лт) — льготный тариф на электроэнергию для n -й категории потребителей; $\mathcal{E}_n$ — полезный отпуск электроэнергии n -й категории потребителей, млн. кВт · ч/квартал.

Решение об источниках и способах компенсаций выпадающих доходов принимается РЭК.

Тариф на электроэнергию, отпускаемую энергоснабжающей организацией потребителю-перепродавцу определяются, исходя из тех диапазонов напряжений, по которым последние получают электрическую энергию.

5.14. РАСЧЕТ ТАРИФОВ НА ТЕПЛОЭНЕРГИЮ

Дифференциация среднеотпускного тарифа ($T_T^{\text{ср}}$) на теплоэнергию по категориям потребителей осуществляется на основе соблюдения следующих основных принципов:

соответствия тарифов, устанавливаемых для различных категорий потребителей, реальным затратам энергоснабжающей организации по теплоснабжению данных потребителей;

равноприбыльность теплоснабжения различных категорий потребителей.

Дифференциация среднего тарифа на теплоэнергию ($T_T^{\text{ср}}(f)$), отпускаемую потребителям из сетей энергоснабжающей организации, проводится с учетом различия в удельных затратах на производство, передачу и распределение конкретных видов тепловой энергии: пар различных параметров, горячая вода.

Вопросы для повторения

1. В чем суть государственного регулирования тарифов на федеральном уровне?
2. Расскажите о регулировании тарифов на электроэнергию и мощность, поставляемую на ФОРЭМ.
3. Расскажите о регулировании тарифов на электроэнергию и мощность, поставляемую с ФОРЭМ.

4. Расскажите о регулировании тарифов на региональном уровне.
5. Перечислите составляющие затрат и прибыли, учитываемые при расчетах тарифов.
6. Расскажите о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую потребителям.
7. Как рассчитывается средний по энергоснабжающей организации тариф на электрическую и тепловую энергию.
8. Как рассчитываются дифференцированные тарифы за электрическую мощность по группам и категориям потребителей?
9. Как рассчитываются дифференцированные по диапазонам напряжений тарифы за потребляемую электроэнергию?
10. Как определяются одноставочные тарифы для различных групп и категорий потребителей?
11. Как рассчитываются тарифы на теплоэнергию?

Раздел II

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Глава 6

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ИХ ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ

В основном в настоящее время применяется разделение электростанций на КЭС, ТЭЦ, ПГУ, ГТЭС, АЭС. Для более полной характеристики электростанций можно классифицировать по ряду основных признаков:

виду первичных энергоресурсов;
процессам преобразования энергии;
количеству и виду энергоносителей;
видам отпускаемой энергии;
кругу охватываемых потребителей;
режиму работы.

I. По видам первичных энергоресурсов различаются электростанции, применяющие топливо: 1) органическое — ТЭС; 2) ядерное — АЭС.

II. По процессам преобразования энергии выделяются электростанции, в которых: 1) полученная тепловая энергия преобразуется в механическую, а затем в электрическую — ТЭС, АЭС; 2) полученная тепловая энергия непосредственно превращается в электрическую — электростанции с МГД-генераторами (МГД-ЭС), СЭС с фотоэлементами и др.

III. По количеству и виду используемых энергоносителей различаются электростанции: 1) с одним энергоносителем — КЭС и ТЭЦ, атомные КЭС и ТЭЦ на паре, АЭС с газовым энергоносителем, ГТЭС; 2) с двумя разными по фазовому состоянию энергоносителями — парогазовые, в том числе ПГ-КЭС и ПГ-ТЭЦ; 3) с двумя разными энергоносителями одинакового фазового состояния — бинарные.

IV. По видам отпускаемой энергии различаются электростанции: 1) отпускающие только или в основном электрическую энергию — ГЭС, ГАЭС, КЭС, атомные КЭС, ГТЭС, ПГ-КЭС и др.; 2) отпускающие электрическую и тепловую энергию — ТЭЦ, атомные ТЭЦ, ГТ-ТЭЦ и др. В последнее время КЭС и атомные КЭС все в большей степени увеличивают отпуск тепловой энергии. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), кроме электроэнергии, выраба-

тывают тепло; использование тепла отработавшего пара при комбинированном производстве энергии обеспечивает значительную экономию топлива.

Если отработавший пар или горячая вода используется для технологических процессов, отопления и вентиляции промышленных предприятий, то ТЭЦ называются промышленными. При использовании тепла для отопления и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий городов ТЭЦ называются коммунальными (отопительными). Промышленно-отопительные ТЭЦ снабжают теплом как промышленные предприятия, так и население. На отопительных ТЭЦ наряду с теплофикационными турбоустановками имеются водогрейные котлы для отпуска тепла в периоды пиков тепловой нагрузки.

V. По кругу охватываемых потребителей выделяются: 1) районные электростанции — ГРЭС (государственная районная электрическая станция); 2) местные электростанции для электроснабжения отдельных населенных пунктов; 3) блок-станции для электроснабжения отдельных потребителей.

VI. По режиму работы в ЭЭС различаются электростанции: 1) базовые; 2) маневренные или полупиковые; 3) пиковые.

К первой группе относятся крупные, наиболее экономичные КЭС, атомные КЭС, ТЭЦ на теплофикационном режиме, ко второй — маневренные конденсационные электростанции, ПГ-КЭС и ТЭЦ, к третьей — ГДЭС, ГТЭС. Частично в пиковом режиме работают ТЭЦ и менее экономичные КЭС.

Кроме перечисленных выше общих основных признаков классификации электростанций, для каждого их типа имеются свои внутренние признаки классификации. Например, КЭС и ТЭЦ различаются по начальным параметрам, технологической схеме (блочные и с поперечными связями), единичной мощности блоков и т.п. АЭС классифицируются по типу реакторов (на тепловых и быстрых нейтронах), по конструкции реакторов и др.

Наряду с рассмотренными выше основными типами электростанций в России развиваются также парогазовые и чисто газотурбинные электростанции. Парогазовые электростанции (ПГЭС) применяются в двух вариантах: с высоконапорным парогенератором и со сбросом выхлопных газов в котлоагрегаты обычного типа. При первом варианте продукты сгорания из камеры сгорания под давлением направляются в высоконапорный компактный парогенератор, где вырабатывается пар высокого давления, а продукты сгорания охлаждаются до 750—800 °С, после чего они направляются в газовую турбину, а пар высокого давления подается в паровую турбину.

При втором варианте продукты сгорания из камеры сгорания с добавлением необходимого количества воздуха для снижения температуры до 750—800 °С направляются в газовую турбину, а оттуда отходящие газы при температуре примерно 350—400 °С с большим содержанием кислорода поступают в обычные котлоагрегаты паротурбинных ТЭС, где выполняют функцию окислителя и отдают свое тепло.

В первой схеме должен сжигаться природный газ либо специальное газотурбинное жидкое топливо, во второй — такое топливо должно сжигаться только в камере сгорания газовой турбины, а в котлоагрегатах — мазут или твердое топливо, что представляет определенное преимущество. Комбинирование двух циклов дает повышение общего КПД ПГЭС примерно на 5—6 % по сравнению с паротурбинной КЭС. Мощность газовых турбин ПГЭС составляет примерно 20—25 % мощности парогазового блока. В связи с тем, что удельные капиталовложения в газотурбинную часть ниже, чем в паротурбинную, на ПГЭС достигается уменьшение удельных капиталовложений на 10—12 %. Парогазовые блоки обладают большей маневренностью, чем обычные конденсационные блоки, и могут быть использованы для работы в полупиковой зоне, так как более экономичны, чем маневренные КЭС.

Вопросы для повторения

1. Охарактеризуйте ТЭЦ и КЭС по всем классификационным признакам.
2. Перечислите факторы, от которых зависят экономические показатели КЭС.
3. Каковы основные особенности ТЭЦ? Для покрытия какой части графика нагрузки используются их мощности?
4. В чем состоят основные особенности ПГЭС и ГТЭС, как это отражается на технико-экономических показателях?

Глава 7

РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИ СОВЕРШЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Вопросы экологии приобретают все большее значение. Среди стационарных источников загрязнения биосферы электроэнергетика занимает первое место. Она является также главным источником загрязнения естественных водоемов за счет тепловых отходов. До 60 % количества теплоты, выделяемой при сжигании на КЭС органического топлива, через охлаждающую воду при отсутствии градирен попадают в реки, пруды и озера. Еще большее количество теплоты получают естественные водоемы от АЭС, что приводит к засорению их вредными водорослями и обмелению. ТЭС, работающие на твердом топливе, не только загрязняют воздушный бассейн, но и вызывают необходимость создания золо- и шлакоотвалов, занимающих большие площади и нарушающих экологическое равновесие.

Эти и другие факторы должны в полной мере учитываться при решении вопросов централизации энергоснабжения, концентрации и размещения энергетических мощностей. Концентрация мощности на КЭС в некоторой степени уменьшает количество вредных выбросов на единицу установленной мощности в связи с повышением экономичности использования топлива, усовершенствованием топочных устройств, золоуловителей и повышением их КПД. Кроме того, применение дымовых труб с наибольшей возможной высотой позволяет снизить концентрацию выбросов над поверхностью земли за счет их рассеяния на большие площади. Вместе с тем, нормированные предельно допустимые концентрации (ПДК) зола и газовых выбросов ограничивают по экологическим причинам максимально возможные мощности отдельных КЭС в зависимости от вида сжигаемого топлива. По мере совершенствования улавливания выбросов, дальнейшего увеличения высоты дымовых труб, а также возможного облагораживания топлива перед поступлением на КЭС их установленная мощность будет возрастать.

На действующих КЭС основные мероприятия по защите среды обитания должны быть направлены на повышение экономичности использования топлива, КПД газоочистных и улавливающих устройств, промышленное использование золы и шлаков, частичный переход на теплофикационный режим, применение оборотного водоснабжения и др. На вновь сооружаемых КЭС эти мероприятия в полной мере должны предусматриваться в проектах.

Так как расход топлива на теплоснабжение городов превосходит расход топлива на выработку электрической энергии, особое внимание должно быть обращено на максимальное сокращение вредных выбросов от теплоисточников. Замена мелких индивидуальных и групповых котельных крупными районными позволяет резко сократить вредные выбросы в окружающую среду за счет повышения экономичности использования топлива, применения газоочистных устройств с высоким КПД, увеличения высоты дымовых труб и степени рассеяния неуловленных выбросов.

Расширение строительства ТЭЦ на органическом топливе в городах приводит к значительной его экономии по сравнению с раздельной схемой энергоснабжения, но с ростом ТЭЦ и начальных параметров пара увеличивается количество топлива, сжигаемого в городах, и вредных выбросов.

Для дальнейшего уменьшения вредного влияния электростанций на окружающую среду требуется широкое внедрение «чистых» в экологическом отношении электростанций: солнечных, ветровых, геотермальных, приливных.

Одно из направлений ресурсосберегающих технологий — использование побочных и вторичных энергоресурсов.

Под побочными (вторичными) энергетическими ресурсами (ПЭР) понимаются ресурсы, полученные в качестве побочного продукта или отхода основного производства. С точки зрения экономии затрат необходимо стремиться к максимальному сокращению выхода побочных энергоресурсов за счет лучшего использования первичного энергетического топлива в самом технологическом агрегате, установления рациональных режимов его работы. Для этого разрабатываются методы улучшения организации технологических процессов и режимов работы агрегатов, улучшения теплоизоляции, применения рекуперации, регенерации, промежуточных подогревов и т.п. Если эти мероприятия не обеспечивают полного использования энергетических ресурсов в пределах технологического агрегата, то образуются ПЭР.

Не менее важно создать условия для эффективной очистки уходящих газов, получения дополнительной продукции. Экономия топлива, извлечение серы и других элементов из уходящих газов обеспечивают заметный экологический эффект, поскольку не требуется дополнительной добычи сырья, топлива и их применения для обеспечения того же объема конечной продукции, что и при использовании ПЭР.

Побочные энергетические ресурсы могут использоваться либо непосредственно для удовлетворения потребности в теплоте, топливе, либо в утилизационных установках для производства теплоты, электроэнергии, холода, механической работы. Возможны четыре основных направления использования побочных энергоресурсов:

топливное — непосредственное использование горючих ПЭР в качестве топлива;

тепловое — использование теплоты, получаемой непосредственно в виде ПЭР и вырабатываемой за счет ПЭР в утилизационных установках; выработка холода за счет ПЭР в абсорбционных холодильных установках, для выработки пара в котлах — утилизаторах; использование утилизированной теплоты отработавших газов газовых турбин компрессорных станций магистральных газопроводов для опреснения воды и др.;

силовое — использование потребителями механической или электрической энергии, вырабатываемой в утилизационных установках за счет ПЭР;

комбинированное — использование теплоты и электроэнергии, одновременно вырабатываемых за счет ПЭР в утилизационных установках (утилизационных ТЭЦ) по теплофикационному циклу.

При раздельном централизованном энергоснабжении (электроэнергия из энергосистемы и теплоснабжение от котельной предприятия) и использовании ПЭР для производства теплоты получаем экономию топлива в котельной, а при их использовании для производства электроэнергии — экономию топлива в энергосистеме.

При энергоснабжении предприятия от ТЭЦ могут быть случаи, когда использование ПЭР для производства теплоты приводит в первый период к сокращению отпуска теплоты из отборов турбин ТЭЦ и, следовательно, к уменьшению выработки электроэнергии по теплофикационному режиму. Это уменьшение компенсируется дополнительной выработкой электроэнергии в энергосистеме по конденсационному циклу с большим расходом топлива. Поэтому достигаемая в этом случае экономия топлива от использования ПЭР будет соответственно ниже, чем при раздельной схеме. В дальнейшем с ростом тепловой нагрузки района теплоснабжения перерасход топлива, связанный с ПЭР, может снижаться.

Таким образом, тепловая экономичность использования ПЭР при комбинированной схеме энергоснабжения предприятия ниже, чем при раздельной, и зависит от темпов роста тепловой нагрузки рассматриваемого района. Экономия топлива будет тем ниже, чем ниже параметры заменяемого теплового потребления и чем выше начальные параметры пара на ТЭЦ.

При повышении параметров заменяемого отбора пара экономия топлива будет возрастать в большей мере, чем при раздельной схеме. Эффективность использования низкопотенциальной теплоты значительно выше при раздельной схеме.

При использовании ПЭР для производства электроэнергии в конденсационных утилизационных паротурбинных установках экономия топлива в условном исчислении в энергосистеме составит, т,

$$\Delta B = (\mathcal{E}_y \pm \Delta \mathcal{E}_{3c}) r_c, \quad (7.1)$$

где $\mathcal{E}_y$ — количество электроэнергии, отпущенное утилизационной установкой, тыс. кВт · ч; $\Delta \mathcal{E}_{3c}$ — изменение потерь электроэнергии в электрических сетях, тыс. кВт · ч; r_c — средний относительный прирост расхода условного топлива в энергосистеме, соответствующий ее разгрузке при использовании утилизационной установки, т/(МВт · ч).

Применение пара утилизационных установок для комбинированного производства теплоты и электрической энергии приводит к меньшей экономии топлива, чем при использовании пара только для электроснабжения, если получаемый при этом отборный пар вызывает снижение величин отборов пара теплофикационных турбин.

При одинаковом количестве утилизированных побочных энергоресурсов в течение года их использование для производства теплоты обеспечивает часто большую экономию топлива, чем для производства электроэнергии. Это связано с тем, что выработка электроэнергии утилизационными установками обычно вызывает разгрузку сравнительно более экономичных агрегатов энергосистемы, чем утилизационные установки. В противном случае или если годовая потребность в теплоте данного предприятия с прилегающей коммунально-бытовой нагрузкой ниже, чем возможная отдача при использовании ПЭР, при определенных соотношениях указанная выше сравнительная экономичность может изменяться.

Иногда комбинированное использование ПЭР возможно только зимой в период большой тепловой нагрузки. В летний период пар утилизационных установок может служить лишь для производства электроэнергии.

Суточный и годовой режимы работы утилизационной установки определяются технологическим процессом и могут не совпадать с режимами теплоснабжения. При пиковом характере графика выхода ПЭР могут оказаться целесообразными специальные аккумуляторы теплоты или неполное использование ПЭР (если это не вызывает загрязнения окружающей среды).

Снижение годового числа часов использования установленной мощности утилизационной установки ведет к уменьшению экономии топлива, увеличению удельных капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов, приходящихся на единицу отпущенной теплоты.

Ограничения ПЭР для производства электроэнергии практически отсутствуют. Однако часто может потребоваться дублирование части мощности утилизационных установок мощностями электростанций энергосистемы вследствие неравномерности режима производства электроэнергии, определяемой технологическим режимом выхода побочных энергоресурсов.

Экономичность и рациональное направление применения ПЭР зависит от большого количества динамичных по времени факторов, связанных с характеристиками технологических процессов, технико-экономическими показателями утилизационных установок, схемой энергоснабжения промышленного узла, технико-экономическими показателями замещаемого

топлива, замещаемых установок и т. п. Выбор оптимального направления и степени использования ПЭР проводится на основе технико-экономических расчетов.

Вопросы для повторения

1. Какие факторы следует учитывать при решении вопроса о размещении энергетических мощностей?
2. Какие мероприятия снижают вредное влияние электростанций на окружающую среду?
3. В каких случаях образуются ПЭР? Как они могут быть использованы?
4. Что дает с экономической точки зрения использование ПЭР?

Глава 8

КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Капитальные вложения – это затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов на создание новых и реконструкцию действующих основных средств (фондов).

При оценке объема капитальных вложений должны учитываться мероприятия по использованию резервов в системе:

более полное использование экономических КЭС для повышения их доли в выработке электроэнергии;

максимальное использование тепловой мощности ТЭЦ или установка дополнительных пиковых котлов (при подключении новых потребителей);

выявление возможности реконструировать конденсационные турбины для работы в теплофикационном режиме;

выявление у потребителей возможности снизить потребление электрической и тепловой энергии за счет внедрения менее энергоемких технологических процессов, модернизации энергопотребляющего оборудования с целью повышения КПД и, как следствие, снижение удельных расходов энергии на единицу продукции;

использование нетрадиционных источников энергии — низкопотенциальной теплоты сбросных вод предприятий и электростанций с помощью теплонасосных установок и теплоты сбросного вентиляционного воздуха;

повышение доли вторичных энергоресурсов, сжигание бытового мусора для получения горячей воды для отопления и др.

Для оценки эффективности капитальных вложений проводятся их расчеты с учетом периода строительства и распределения по годам (табл. 8.1).

Для строительства энергетического объекта разрабатывается технический проект. Проектирование энергетического объекта проходит несколько стадий (см. кн. 1, гл. 5).

Методы определения капитальных затрат зависят от типа установки, ее предназначения.

Стоимость строительства ТЭС любого типа может быть найдена на основе удельных капитальных вложений и мощности

$$K_{\text{ст}} = \bar{k} N_y,$$

где $\bar{k}$ — удельные капиталовложения, руб/кВт; N_y — установленная мощность, кВт.

Таблица 8.1

**Нормативы распределения капиталовложений и стоимости
строительно-монтажных работ по годам строительства
энергетических объектов, %**

Тип электростанции и мощность, МВт	Год строительства						
	1	2	3	4	5	6	7
ТЭЦ 420	13/15	32/35	40/40	15/10			
ТЭС 1200	15/25	29/32	35/29	19/13	2/1		
ТЭС 2400	8/16	14/18	18/19	22/19	23/18	18/14	3/2
АЭС 2000	3/7	10/14	20/18	23/20	23/20	18/16	3/5

Примечание. В числителе указан процент капиталовложений, в знаменателе — процент строительно-монтажных работ.

Удельные капиталовложения зависят от типа агрегата, вида топлива, района строительства, единичной электрической и тепловой мощности агрегата, числа агрегатов.

В проектных организациях разработаны укрупненные показатели стоимости (УПС) капитальных вложений, отнесенные на один энергоблок или котел и турбину в отдельности, с указанием доли затрат на оборудование и строительно-монтажные работы (СМР).

Расчет капитальных вложений блочных КЭС по укрупненным показателям стоимости (в базовых ценах 1991 г.) с учетом коэффициента-дефлятора стоимости основных средств рассматриваемого года по отношению к базовому (1991) может проводиться по формуле

$$K = [K_1 + K_2(n_{\text{бл}} - 1)] C_p C_T C_{\text{инф}},$$

где K_1, K_2 — капитальные вложения соответственно в первый и последующий агрегаты, определенные по нормативам на уровне стоимости 1991 г.; C_p, C_T — коэффициенты, учитывающие район сооружения и вид топлива; $C_{\text{инф}}$ — коэффициент-дефлятор по основным средствам рассматриваемого года к базовому.

Удельные капиталовложения, млн. руб./МВт, вычисляются выражением $\bar{k} = K / N_{\text{кэс}}$.

Для электростанций с поперечными связями используется следующая формула для нахождения капиталовложений, млн. руб., по УПС:

$$K = \left(K_{1к} + \sum_{i=1}^n K_{nki} + K_{1т} + \sum_{i=1}^m K_{nti} \right) C_p C_T C_{\text{инф}},$$

где $K_{1к}, K_{1т}$ — капиталовложения соответственно в первый котел и турбину; K_{nki}, K_{nti} — капиталовложения соответственно в последующие котлы

и турбины; n, m — соответственно общее количество котлов и турбин любых типов.

Стоимость головных агрегатов (первых) включает кроме стоимости оборудования и здания, еще часть стоимости объектов, без которых невозможно ввести в эксплуатацию первый агрегат — это общие затраты для первого и последующих агрегатов: капиталовложения в подъездные пути, подготовку площадки, устройства связи и водоснабжения и т.д.

К стоимости электростанций могут вводиться поправки по системам экологической защиты, степени автоматизации и т.д.

Капиталовложения в котельные определяются по формуле

$$K_{\text{кот}} = \left(K_{2к} + \sum_{i=1}^n K_{nki} \right) C_p C_T C_{\text{инф}},$$

где $K_{2к}$ — капиталовложения в первые два котла; K_{nki} — капиталовложения в последующие котлы; n — общее количество котлов.

Капиталовложения в тепловые сети зависят от протяженности и диаметра сети:

$$K_{\text{ТС}} = k_{\text{ТС}} L D C_p,$$

где $k_{\text{ТС}}$ — удельные капитальные вложения на единицу материальной характеристики тепловой сети (под материальной характеристикой понимается произведение диаметра трубопровода и длины тепловой сети); L — длина тепловой сети; D — диаметр трубопровода; C_p — коэффициент, учитывающий район сооружения тепловой сети.

Капитальные затраты в теплообменное оборудование по УПС могут быть найдены в зависимости от веса аппарата или характерного размера. Например, для теплообменников при вычислении капиталовложений может использоваться следующая формула:

$$K_{\text{ТО}} = k_{\text{ТО}} F (1 + \alpha_{\text{пр}}) (1 + \alpha_{\text{м}}) \beta_p,$$

где $k_{\text{ТО}}$ — удельная стоимость одного квадратного метра поверхности теплообменника; F — поверхность теплообменника; $\alpha_{\text{пр}}$ — коэффициент, учитывающий затраты на контрольно-измерительные приборы и аппаратуру (КИП и А), строительно-монтажные работы и прочие инженерные сооружения, может быть принят 1,25—1,3; $\alpha_{\text{м}}$ — коэффициент, учитывающий стоимость монтажа (в учебных расчетах 0,15—0,2); β_p — поправочный коэффициент на давление в аппарате.

Капитальные вложения в водоподготовительные установки (ВПУ) могут быть определены на основе удельных капитальных вложений, представленных в табл. 8.2.

Таблица 8.2

Удельные капиталовложения в ВПУ (цены 1991 г.)

Водоподготовительная установка	Значения показателей, тыс. руб/(м ³ /ч)		
	ТЭЦ	КЭС	АЭС
Очистки добавочной воды для основного цикла	4,5—6	9—10,5	10,5—12
Химической очистки воды для подпитки теплосети:			
закрытая схема	1,1—1,2	0,8—0,9	0,8—0,9
открытая схема	1,5—1,8	0,9—1,2	0,9—1,2
БОУ (100 % конденсатоочистка)	0,8—0,9	—	—
Очистки сточных вод от нефтепродуктов	2,3—2,6	2,8—3,1	—

Капиталовложения в ВПУ могут быть определены по формуле

$$K_{\text{ВПУ}} = \bar{k}_{\text{ВПУ}} G_{\text{ч}} C_{\text{инф}},$$

где $\bar{k}_{\text{ВПУ}}$ — удельные капиталовложения в ВПУ; $G_{\text{ч}}$ — часовая производительность ВПУ; $C_{\text{инф}}$ — коэффициент-дефлятор по основным средствам рассматриваемого года к базовому (1991 г.).

В целях анализа капиталовложения делят на активные и пассивные; условно-постоянные и условно-переменные.

Анализ структуры капиталовложений проводится по соотношению активной и пассивной частей.

Активная часть — капиталовложения, от которых непосредственно зависит производительность установки. К ним относятся затраты на технологическое оборудование с учетом обвязки и монтажа, КИП и А, НИР, ОКР и т.д.

Пассивные — вложения в основные средства, обеспечивающие нормальные условия труда персонала и эксплуатации энергетического объекта. Они включают капитальные затраты на здания, сооружения, дороги, очистные сооружения, освещение, отопление, вентиляцию и прочее.

Чем выше доля активных капиталовложений, а в ней доля затрат на технологическое оборудование, тем качественнее структура.

В энергетике доля пассивных капиталовложений составляет 40—65 % в зависимости от типа объекта.

Капитальные затраты могут быть представлены как сумма условно-постоянных и условно-переменных затрат

$$K = K_{\text{пост}} + K_{\text{пер}} = K_{\text{пост}} + \bar{k}_{\text{пер}} N^m,$$

тогда удельные капиталовложения могут быть представлены в виде отношения суммарных капиталовложений и мощности электростанции:

$$\bar{K} = K_{\text{пост}} / N + \bar{k}_{\text{пер}} N^{m-1},$$

где $K_{\text{пост}}$ — условно-постоянные затраты; $K_{\text{пер}}$, $\bar{k}_{\text{пер}}$ — соответственно суммарные и удельные условно-переменные капиталовложения; N — установленная мощность энергетического объекта; m — показатель степени.

Условие разделения затрат — зависимость (переменные) или независимость (постоянные) от мощности электростанции. Увеличение мощности электростанции может быть вызвано масштабным фактором, т.е. возрастанием количества единиц основного энергетического оборудования или установкой оборудования большей единичной мощности.

Увеличение единичных мощностей агрегатов приводит, как правило, к снижению удельных капитальных затрат. Зависимость удельных капитальных вложений от мощности представлена на рис. 8.1.

Переход ко всем большим мощностям ведет к относительно меньшим снижениям удельных капиталовложений ($\bar{K}$). Это считается результатом влияния двух факторов, действующих в противоположных направлениях: с одной стороны снижения доли условно-постоянных затрат, приходящихся на единицу установленной мощности, с другой — увеличения затрат, связанного с усложнением конструкции, использованием более качественных материалов, изменением параметров теплоносителей.

Число однотипных агрегатов, установок оказывает следующее влияние на уровень удельных капиталовложений:

при увеличении количества агрегатов снижается доля условно-постоянных затрат, приходящихся на единицу мощности энергетического объекта;

при высокой концентрации мощности (количество турбоагрегатов превышает 10—12 единиц) за счет удорожания транспортных связей при учете капитальных затрат на строительство ЛЭП, тепловых сетей и т.д. (рассматривается энергетическая цепочка) удельные капиталовложения могут возрастать.

Поэтому существует оптимальное наименьшее значение удельных капиталовложений, которому соответствует предельное число агрегатов. Большее количество единиц основного оборудования нецелесообразно располагать на одной территории, так как это потребует привлечения дополнительных, ничем не обоснованных финансовых ресурсов и приведет к снижению эффективности энергетического производства.

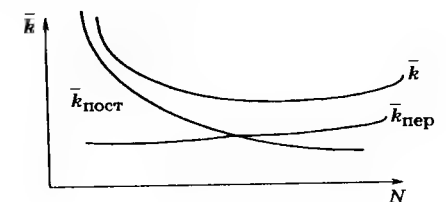


Рис. 8.1. Зависимость удельных капиталовложений от мощности оборудования электростанции

В энергетике для обеспечения надежности энергоснабжения могут создаваться резервные установки, которые приводят к увеличению удельных капитальных вложений.

Высокая капиталоемкость энергетического оборудования обуславливает необходимость эффективного использования капиталовложений и изучения направлений возможного повышения их эффективности.

В электроэнергетике этого можно достигнуть за счет комплекса целенаправленных мероприятий: улучшением проектов, разработкой их с учетом опыта строительства и применением более совершенного энергетического и другого оборудования. В этих проектах должны использоваться новые перспективные компоновочные решения, строительные конструкции и материалы, а также предусматриваться более совершенная организация работ. Это позволит снизить трудоемкость и повысить производительность труда в энергетическом строительстве.

Повышение уровня индустриализации технологии и методов строительства электростанций и сетей, повсеместное внедрение сборных конструкций зданий и сооружений, сокращение площади застройки и протяженности технологических коммуникаций также способствует повышению эффективности капиталовложений. При сооружении дымовых труб и градирен широко применяются инвентарные переставные и скользящие опалубки.

Таким образом, повышения эффективности капитальных вложений можно добиться следующими путями:

1. *Рациональным проектированием, что включает:*
 - улучшение качества проекта и сокращение сроков проектирования, реализацию достижений НТП;
 - типизацию отдельных элементов и сооружений в целом;
 - выбор рациональной схемы использования топлива вторичных энергоресурсов;
 - разумную концентрацию мощности (возрастание единичной мощности и числа агрегатов, комбинирование, применение энерготехнологии);
 - безотходные экологически чистые производства;
 - согласованность сроков строительства с потребителями и развитием жилищно-коммунального и культурного секторов;
 - создание и внедрение новых методов получения и передачи энергии;
 - увеличение единичной мощности энергетического оборудования и пропускной способности ЛЭП, базирующихся на новых принципах получения и передачи энергии;
 - повышение уровня механизации и автоматизации производства теплоты и электроэнергии;
 - создание эффективных ТЭС на базе дешевых углей открытой добычи, особенно, в восточных районах страны.
2. *Рациональным строительством, предусматривающим:*
 - повышение уровня индустриализации строительства;

повышение уровня заводской готовности оборудования и строительных конструкций;
сокращение числа одновременно строящихся объектов, уменьшение объемов незавершенного строительства;
возрастание доли реконструкции и технического перевооружения.

3. *Рациональной эксплуатацией, включающей:*
 - повышение уровня использования имеющихся мощностей;
 - увеличение коэффициента сменности.

Вопросы для повторения

1. Какое влияние оказывает мощность оборудования на уровень капиталовложений?
2. Оцените влияние масштабного фактора на уровень удельных капиталовложений.
3. От каких факторов зависят удельные капиталовложения в электростанции, котельные, электрические и тепловые сети?
4. Перечислите основные возможности снижения уровня удельных капиталовложений.
5. Каковы основные пути повышения эффективности капиталовложений?

Глава 9

СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ И ДРУГИХ ВИДОВ ПРОДУКЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

9.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

В процессе производства электроэнергии на тепловых электростанциях четко выделяются отдельные технологические стадии (передельные) преобразования одного вида энергии в другой. Поэтому на ТЭС применяется так называемый попередельный метод калькуляции продукции по стадиям производства. При этом расходы предшествующих стадий не включаются в расходы последующих и себестоимость энергии на ТЭС представляет собой свод расходов цехов и общестанционных расходов. На ТЭС группировка затрат ведется по следующим стадиям: топливно-транспортный цех, котельный цех (включая химводоочистку), машинный цех, теплофикационное отделение, электрический цех. На блочных электростанциях выделяются следующие цеха: топливно-транспортный, котлотурбинный и электрический.

Для определения фактических издержек производства подсчитываются (калькулируются) следующие статьи:

- топливо на технологические цели;
- вода на технологические цели;
- основная заработная плата производственных рабочих;
- дополнительная заработная плата производственных рабочих;
- отчисления в социальные фонды по основной и дополнительной заработной плате;
- расходы по содержанию и эксплуатации оборудования (амортизация силовых и рабочих машин, передаточных устройств, инструмента, внутрицехового транспорта);
- ремонт производственного оборудования;
- смазочные и обтирочные материалы и т.п.;
- подготовка и освоение производства (пусковые расходы — наладочные работы, испытания и т.п.);
- цеховые расходы (заработная плата аппарата управления цехом, амортизация и расходы по содержанию и ремонту зданий и инвентаря общецехового назначения, расходы по охране труда);
- общезаводские (общестанционные) расходы (административно-управленческие — заработная плата, командировочные, канцелярские, а также

амортизация и расходы по содержанию и ремонту общезаводских средств и другие расходы).

На конденсационной станции все расходы относятся на производство электроэнергии. Если за определенный период (год) отнести издержки КЭС (I) к отпуску электроэнергии с шин ($\mathcal{E}_{\text{отп}}$), получится себестоимость отпущенной электроэнергии

$$S_3 = I / \mathcal{E}_{\text{отп}}.$$

На ТЭЦ общие затраты на производство двух видов энергии (электрической и тепловой) делятся между ними и определяется производственная себестоимость отпущаемых единиц электроэнергии и теплоты.

9.2. СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ПРОИЗВОДИМОЙ НА КЭС, ГТУ, ПГУ

Для приближенной оценки себестоимости и определения общей планируемой потребности в отдельных видах ресурсов используется расчет по экономическим элементам. Ниже приведены формулы для расчета элементов производственных издержек.

Годовые издержки на производство на ТЭС находятся суммированием элементов затрат, млрд. руб/год,

$$I = I_{\text{т}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{т}}$ — годовые издержки на топливо; $I_{\text{ам}}$ — амортизационные отчисления; $I_{\text{зп}}$ — затраты на заработную плату; $I_{\text{рем}}$ — отчисления в ремонтный фонд электростанции; $I_{\text{пр}}$ — прочие годовые эксплуатационные расходы.

Издержки на топливо с учетом потерь при транспортировке вычисляются по выражению, млрд. руб/год,

$$I_{\text{т}} = B_{\text{т}} (1 + \alpha_{\text{п}}) C_{\text{т}} / \alpha_{\text{к}},$$

где $\alpha_{\text{п}}$ — коэффициент, учитывающий потери топлива при транспортировке;

$C_{\text{т}}$ — цена топлива с учетом транспортных расходов, руб/т, руб/тыс.м³;

$\alpha_{\text{к}}$ — калорийный эквивалент.

Годовой расход топлива определяется количеством вырабатываемой за это время электроэнергии и зависит от типа и мощности основного оборудования электростанции, графиков нагрузки и других факторов. При подсчете фактической себестоимости расход топлива принимается по данным оперативно-технического и бухгалтерского учета. В плановой калькуляции расход топлива принимается по данным планового энергобаланса электростанции.

Расчет годового расхода топлива в условном исчислении при приближенных расчетах может проводиться по топливным характеристикам для каждого типа энергоблоков и КЭС в целом, т/год,

$$B_{\text{бл}i} = \alpha_i H_p + \gamma_i \mathcal{E}_{\text{бл}i}, B_r = \sum B_{\text{бл}i},$$

где α_i, γ_i — коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата; H_p — число часов работы турбоагрегата, ч/год; $\mathcal{E}_{\text{бл}i}$ — годовая выработка электроэнергии энергоблоками, МВт · ч/год.

Удельный расход топлива брутто в условном исчислении находится для выработанной электроэнергии на КЭС по выражению

$$b_{\text{бр}} = B_r / \mathcal{E}_r.$$

Расчет номинальной электрической мощности КЭС определяется на основе мощностей турбоагрегатов, МВт,

$$N_{\text{кэс}} = N_{\text{та}} n_{\text{бл}},$$

где $N_{\text{та}}$ — электрическая номинальная мощность турбоагрегата КЭС, МВт.

Годовое число часов использования установленной электрической мощности КЭС находится из соотношения, ч/год,

$$H_y = \mathcal{E}_r / N_{\text{кэс}}.$$

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды КЭС, МВт · ч/год, состоит из следующих элементов:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{цн}} + \mathcal{E}_{\text{пэн}} + \mathcal{E}_{\text{тду}} + \mathcal{E}_{\text{тпр}} + \mathcal{E}_{\text{гзу}} + \mathcal{E}_{\text{пр}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{цн}}, \mathcal{E}_{\text{пэн}}, \mathcal{E}_{\text{тду}}, \mathcal{E}_{\text{тпр}}, \mathcal{E}_{\text{гзу}}, \mathcal{E}_{\text{пр}}$ — расход электроэнергии соответственно на циркуляционные насосы; питательные электронасосы; тягодутьевые устройства; устройства топливоприготовления; гидрозолоудаление; прочие нужды.

Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды КЭС, %, определяется по выражению

$$k_{\text{сн}} = (\mathcal{E}_{\text{сн}} / \mathcal{E}_r) 100.$$

Удельный расход топлива нетто в условном исчислении, г/(кВт · ч), находится как

$$b_3^H = B_r 1000 / (\mathcal{E}_r - \mathcal{E}_{\text{сн}}).$$

КПД по отпуску электроэнергии с шин КЭС, %, может быть определен по формуле

$$\text{КПД} = 123 \cdot 100 / b_3^H.$$

Для расчета годового расхода топлива на ПГУ и ГТУ используются данные по расчетным или нормативным удельным расходам топлива на отпуск электроэнергии с шин электростанции

$$B_r = b_3^H \mathcal{E}_{\text{отп}}.$$

Цена топлива на электростанции складывается из договорной цены франко-станции отправления, затрат на перевозку топлива по железнодорожному тарифу или другим нормативам и некоторым дополнительным транспортно-заготовительным расходам. К цене топлива в соответствии с договором могут вводиться поправки на качество (нормативный уровень зольности и влажности или другие характеристики).

Топливная составляющая самая крупная (40—80 %) в структуре себестоимости ТЭС. Такой широкий диапазон значений связан с тем, что уровень топливной составляющей зависит как от величины удельного расхода, так и от цены топлива. Удельные расходы топлива в условном исчислении для КЭС составляют от 300 до 500 г/(кВт · ч). Цены же на топливо подвержены достаточно большим колебаниям, особенно в условиях значительных темпов инфляции.

Издержки на заработную плату могут быть определены, исходя из среднегодового фонда оплаты труда персонала КЭС с учетом отчислений в социальные фонды, млрд. руб/год,

$$I_{\text{зп}} = n_{\text{шт}} \Phi \alpha_{\text{соц}},$$

где $n_{\text{шт}}$ — численность персонала, чел.; Φ — годового фонда заработной платы одного работающего, млрд. руб/(чел. год); $\alpha_{\text{соц}}$ — коэффициент, учитывающий отчисления от фонда заработной платы на социальные нужды.

Численность персонала рассчитывается либо по нормативным материалам (в виде данных о количестве персонала для типовых мощностей электростанций), либо по штатному коэффициенту, т.е. количеству обслуживающих работников, приходящихся на 1 МВт мощности электростанции. Штатный коэффициент зависит от типа оборудования, масштаба производства (количества единиц основного оборудования) и вида используемого топлива.

Издержки на амортизацию и отчисления в ремонтный фонд определяются в долях от капитальных вложений, млрд. руб/год,

$$I_{\text{ам}} = H_{\text{ам}} K / 100;$$

$$I_{\text{рем}} = k_{\text{рем}} K,$$

где $H_{\text{ам}}$ — средневзвешенная норма амортизационных отчислений, %; $k_{\text{рем}}$ — коэффициент отчислений в ремонтный фонд.

К прочим расходам относятся общестанционные расходы, оплата услуг сторонних организаций, оплата процентов по кредитам, расходы на страхование имущества и работников, платежи за пользование природными ресурсами, платежи за выбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, расходы по охране труда и технике безопасности, налоговые платежи, включаемые в себестоимость, и другие затраты. По общестанционным расходам составляются специальные сметы по отдельным статьям затрат.

Размер прочих расходов зависит в основном от мощности электростанции и численности персонала. Поэтому прочие расходы могут быть вычислены для приближенных расчетов в долях от условно-постоянных расходов, млн. руб/год,

$$I_{\text{пр}} = \alpha_{\text{пр}}(I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{зп}}),$$

где $\alpha_{\text{пр}}$ — коэффициент прочих расходов.

Себестоимость отпущенного 1 кВт · ч электроэнергии определяется в виде

$$S_{\text{э}} = I/(\mathcal{E}_{\text{г}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}).$$

9.3. СЕБЕСТОИМОСТЬ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЭЦ

Годовые издержки на производство электроэнергии и теплоты на ТЭЦ находятся суммированием тех же элементов затрат, что и для КЭС.

Годовой расход топлива в условном исчислении, т/год, может проводиться для учебных расчетов по топливным характеристикам для каждого типа турбоагрегата и ТЭС в целом:

$$B_{\text{ги}} = \alpha_i H_{\text{р}} + \gamma_{\text{ги}} D_{\text{гги}} + \gamma_{\text{пи}} D_{\text{ппи}} + \beta_i \mathcal{E}_{\text{ги}};$$

$$B_{\text{г}} = \sum B_{\text{ги}},$$

где $\alpha_i, \gamma_{\text{ги}}, \gamma_{\text{пи}}, \beta_i$ — коэффициенты, характерные для каждого типа турбоагрегата; $H_{\text{р}}$ — число часов работы турбоагрегата (7700—8000 ч/год); $D_{\text{гги}}, D_{\text{ппи}}$ — годовые отборы пара отопительных и производственных параметров, т/год; $\mathcal{E}_{\text{ги}}$ — годовая выработка электроэнергии турбоагрегатом, МВт · ч/год.

Годовой расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, МВт · ч/год, состоит из следующих элементов:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}} = \mathcal{E}_{\text{цн}} + \mathcal{E}_{\text{сет}} + \mathcal{E}_{\text{пэн}} + \mathcal{E}_{\text{тду}} + \mathcal{E}_{\text{тпр}} + \mathcal{E}_{\text{гзу}} + \mathcal{E}_{\text{пр}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{цн}}, \mathcal{E}_{\text{сет}}, \mathcal{E}_{\text{пэн}}, \mathcal{E}_{\text{тду}}, \mathcal{E}_{\text{тпр}}, \mathcal{E}_{\text{гзу}}, \mathcal{E}_{\text{пр}}$ — расход электроэнергии соответственно на циркуляционные насосы; сетевые насосы; питательные электронасосы; тягодутьевые устройства; устройства топливоприготовления; гидрозолоудаление; прочие нужды.

Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ, %, определяется по выражению

$$k_{\text{сн}} = (\mathcal{E}_{\text{сн}}/\mathcal{E}_{\text{г}})100.$$

ТЭЦ — комбинированное производство, выпускающее несколько видов продукции (электроэнергию, теплоту различных параметров, сжатый воздух, побочную и сопутствующую продукцию). В связи с этим для вычисления себестоимости каждого вида продукции и принятия политики ценообразования на отпускаемую продукцию возникает задача распределения затрат между видами продукции. Прямые затраты, связанные только с про-

изводством конкретного вида продукции (например, затраты по пиковой котельной, электрическому цеху, установке переработки шлаков), не подлежат распределению, а относятся на данный вид продукции. Косвенные затраты (общие для нескольких видов продукции) должны распределяться. Особенностью ТЭЦ является то, что основная доля производственных затрат — косвенные. Это затраты на топливо, воду и заработную плату, амортизация и ремонт основного энергетического оборудования, общехозяйственные и общепроизводственные расходы.

9.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАТРАТ НА ТЭЦ МЕЖДУ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИЕЙ

Существует ряд методов распределения затрат между продукцией ТЭЦ. Среди них наиболее распространенные или считающиеся перспективными физический или балансовый, метод «отключения», метод электрических эквивалентов, по себестоимости отдельного производства и др.

В основу *физического* метода положено распределение затрат пропорционально количеству топлива, израсходованного на каждый вид энергии на основе теплового баланса. При этом полагается, что на получение тепловой энергии из отборов турбин затрачивается такое же количество топлива, как и при отпуске теплоты непосредственно из котлов. Таким образом, расход топлива, относимый на производство теплоты по физическому методу, составит

$$B_{\text{тз}} = Q_{\text{отп}}/(Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{к}}^{\text{н}} \eta_{\text{б}}^{\text{н}} \eta_{\text{то}}^{\text{н}}),$$

где $Q_{\text{отп}}$ — годовой отпуск теплоты из отборов турбин; $\eta_{\text{к}}^{\text{н}}, \eta_{\text{б}}^{\text{н}}, \eta_{\text{то}}^{\text{н}}$ — соответственно КПД нетто котельного цеха, бойлерной, теплофикационного отделения; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания топлива.

При известных параметрах отборов для учебных расчетов могут применяться следующие соотношения для распределения условного топлива, относимого на производство тепловой и электрической энергии по физическому методу, т/год,

$$B_{\text{тз}} = 0,088 D_{\text{гг}} + 0,102 D_{\text{гп}};$$

$$B_{\text{эз}} = B_{\text{г}} - B_{\text{тз}},$$

где $B_{\text{тз}}, B_{\text{эз}}$ — расходы условного топлива, отнесенные на производство теплоты и электроэнергии; $D_{\text{гг}}, D_{\text{гп}}$ — годовые отборы пара отопительных и производственных параметров; 0,088, 0,102 — коэффициенты, зависящие от параметров отборов пара и КПД.

Удельные расходы топлива брутто в условном исчислении находятся по выражениям:

для электроэнергии, г/кВт · ч,

$$b_3 = B_{33} / \mathcal{E}_{\text{тэц}};$$

для теплоэнергии, кг/ГДж,

$$b_{\text{тэ}} = B_{\text{тэ}} / Q_{\text{отп}}.$$

Однако в этом случае весь расход электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ отнесен на производство электроэнергии и количество топлива, отнесенное на отпуск теплоты, несколько занижено. Поэтому необходимо распределить этот расход электроэнергии между видами продукции. Расход электроэнергии на собственные нужды распределяется между видами энергетической продукции в соответствии со следующими соотношениями:

$$\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{33}} = \mathcal{E}_{\text{цн}} + (\mathcal{E}_{\text{пэн}} + \mathcal{E}_{\text{тду}} + \mathcal{E}_{\text{тпр}} + \mathcal{E}_{\text{гзу}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}) B_{33} / B_{\text{г}};$$

$$\mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{тэ}} = \mathcal{E}_{\text{сет}} + (\mathcal{E}_{\text{пэн}} + \mathcal{E}_{\text{тду}} + \mathcal{E}_{\text{тпр}} + \mathcal{E}_{\text{гзу}} + \mathcal{E}_{\text{пр}}) B_{\text{тэ}} / B_{\text{г}}.$$

Удельные расходы топлива нетто в условном исчислении находятся по выражениям:

для электроэнергии, г/кВт · ч,

$$b_3^{\text{н}} = B_{33} 1000 / (\mathcal{E}_{\text{г}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{33}});$$

для теплоэнергии, кг/ГДж,

$$b_{\text{тэ}}^{\text{н}} = (B_{\text{тэ}} 1000 + b_3^{\text{н}} \mathcal{E}_{\text{сн}}^{\text{тэ}}) / Q_{\text{отп}}.$$

Годовые расходы топлива с учетом распределения электроэнергии на собственные нужды, относимые на виды продукции, составят: на теплоснабжение внешних потребителей, т/год,

$$B'_{\text{тэ}} = b_{\text{тэ}}^{\text{н}} Q_{\text{отп}} / 1000;$$

на электроэнергию, т/год,

$$B'_{33} = B_{\text{г}} - B_{\text{тэ}}.$$

КПД по отпуску тепла от ТЭЦ и по отпуску электроэнергии с шин ТЭЦ, %, определяются по выражениям:

$$\text{КПД}_{\text{т}} = (34,2 / b_{\text{тэ}}^{\text{н}}) 100;$$

$$\text{КПД}_3 = (123 / b_3^{\text{н}}) 100.$$

Для распределения элементов затрат по фазам производства приняты следующие соотношения:

издержки по топливно-транспортному и котельному цехам, млрд. руб/год,

$$I_{\text{тгк}} = I_{\text{т}} + 0,5 I_{\text{ам}} + 0,5 I_{\text{рем}} + 0,35 I_{\text{зп}};$$

издержки по электрическому и турбинному цехам, млрд. руб/год,

$$I_{\text{эц}} = 0,45 I_{\text{ам}} + 0,45 I_{\text{рем}} + 0,35 I_{\text{зп}};$$

общестанционные издержки, млрд. руб/год,

$$I_{\text{ос}} = 0,05 I_{\text{ам}} + 0,05 I_{\text{рем}} + 0,3 I_{\text{зп}} + I_{\text{пр}}.$$

По каждому цеху затраты распределяются между теплотой и электроэнергией, а затем суммируются по каждому виду энергии.

В результате определяются затраты, отнесенные на производство электрической и тепловой энергии, млрд. руб/год,

$$I_{33} = I_{\text{тгк}} B'_{33} / B_{\text{г}} + I_{\text{эц}} + I_{\text{ос}} (I_{\text{тгк}} B'_{33} / B_{\text{г}} + I_{\text{эц}}) / (I_{\text{тгк}} + I_{\text{эц}});$$

$$I_{\text{тэ}} = I_{\text{тгк}} B'_{\text{тэ}} / B_{\text{г}} + I_{\text{ос}} (I_{\text{тгк}} B'_{\text{тэ}} / B_{\text{г}}) / (I_{\text{тгк}} + I_{\text{эц}}).$$

Себестоимость отпущенного 1 кВт · ч электроэнергии и отпущенного 1 ГДж теплоты вычисляется в соответствии с соотношениями

$$S_3 = I_{33} / (\mathcal{E}_{\text{г}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}); \quad (9.1)$$

$$S_{\text{тэ}} = I_{\text{тэ}} / Q_{\text{отп}}. \quad (9.2)$$

Статьи затрат распределяются между видами продукции следующим образом: затраты на топливо — пропорционально расходу топлива на отпуск каждого вида энергии

$$S_{\text{тэ}}^{\text{т}} = S_{\text{тэ}} B'_{\text{тэ}} / B_{\text{г}};$$

$$S_3^{\text{т}} = S_3 B'_3 / B_{\text{г}},$$

все остальные элементы затрат — пропорционально тому, как распределились общие затраты ТЭЦ за вычетом затрат на топливо. Учитывается это коэффициентом распределения $k^{\text{р}}$, который показывает какую часть расходов относить на каждый вид продукции. Так, на электроэнергию относится часть

$$k_3^{\text{р}} = (I_3 - I_3^{\text{т}}) / (I - I_{\text{т}}).$$

Следовательно, на электроэнергию относится заработная плата $S_3^{\text{зн}} = S_{\text{зп}} k_3^{\text{р}}$; амортизация $S_3^{\text{ам}} = S_{\text{ам}} k_3^{\text{р}}$ и т.д.

Аналогично могут быть определены другие элементы себестоимости электроэнергии и теплоты.

Примерно суммарные затраты ТЭЦ могут быть распределены между видами отпущенной продукции пропорционально расходам топлива на их производство. Приближенный физический метод до недавнего времени был наиболее распространен благодаря простоте и соответствию энергобалансу ТЭЦ. К его недостаткам следует отнести приравнивание энергии высокого и низкого потенциала и отнесение экономии топлива

от комбинированной выработки только на один вид энергии — электроэнергию.

Метод *отключений* состоит в том, что затраты на побочные виды продукции рассчитываются как при раздельном производстве, а затраты на основной вид — по остаточному принципу. Таким образом, вся экономия от комбинированной выработки относится только на основной вид продукции. При этом методе для распределения затрат на ТЭЦ в качестве основного вида продукции принимается электроэнергия. Затраты на теплоту, как правило, несколько ниже, чем при физическом методе распределения затрат, в связи с более низким значением условно-постоянной составляющей.

Метод *электрических эквивалентов* стал использоваться сравнительно недавно. При распределении затрат рассчитывается доля каждого вида энергии в общем объеме производства. Причем для сопоставимости все виды мощности и энергии выражаются в единицах электрической мощности, кВт, или электроэнергии, кВт · ч.

Этот метод применяется в упрощенном виде, когда все виды затрат распределяются пропорционально количеству энергии без учета их зависимости от режимов работы энергооборудования. Представляется целесообразным использовать различные коэффициенты распределения для условно-постоянных и условно-переменных затрат.

Размер условно-постоянных затрат определяется, прежде всего, составом оборудования энергопредприятия, его суммарной установленной мощностью. Поэтому коэффициенты распределения условно-постоянных затрат между электроэнергией и теплотой следует вычислять по формулам

$$m_3^{\text{пост}} = N_3 / N_{\Sigma};$$

$$m_{\text{тэ}}^{\text{пост}} = N_{\text{тэ}} / N_{\Sigma},$$

где $m_3^{\text{пост}}$, $m_{\text{тэ}}^{\text{пост}}$ — коэффициенты распределения условно-постоянных затрат между тепловой и электрической энергией; N_3 — электрическая мощность ТЭЦ, МВт; $N_{\text{тэ}}$ — электрический эквивалент мощности отборов пара на внешнее теплоснабжение ($N_{\text{тэ}} = 0,278 Q_{\text{чэ}}$), МВт; N_{Σ} — суммарная мощность ($N_{\Sigma} = N_3 + N_{\text{тэ}}$) по отборам пара и электроэнергии, МВт; $Q_{\text{чэ}}$ — суммарная максимальная часовая нагрузка по теплоте на внешнее теплоснабжение от ТЭЦ, ГДж/ч.

Условно-постоянные затраты распределяются следующим образом. На электроэнергию относятся затраты на заработную плату $I_3^{\text{зп}} = I_{\text{зп}} m_3^{\text{пост}}$; амортизацию $I_3^{\text{ам}} = I_{\text{ам}} m_3^{\text{пост}}$ и т.д.; $I_3^{\text{упост}} = I_{\text{упост}} m_3^{\text{пост}}$. Аналогично рассчитываются условно-постоянные затраты на теплоту.

Топливные затраты распределяются пропорционально количеству производимой за год энергии. Годовое количество отпущенной теплоты составит $\mathcal{E}_{\text{тэ}} = 0,278 Q_{\text{отп}}$, МВт · ч/год. Суммарное количество тепловой и электрической энергии тогда определится как сумма

$$\mathcal{E}_{\Sigma} = \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_{\text{тэ}}.$$

Затраты на топливо, отнесенные на электроэнергию, составят

$$I_3^{\text{т}} = I_{\text{т}} \mathcal{E}_3 / \mathcal{E}_{\Sigma};$$

на теплоту

$$I_{\text{тэ}}^{\text{т}} = I_{\text{т}} \mathcal{E}_{\text{тэ}} / \mathcal{E}_{\Sigma}.$$

Себестоимость каждого вида продукции определяется делением затрат, отнесенных на данный вид продукции, к годовому количеству отпущенной энергии аналогично (9.1) и (9.2).

9.5. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ВОДЫ

Расчет себестоимости химической обработки воды может быть построен по следующему алгоритму.

Капитальные вложения в установку химической очистки определяются на основе укрупненных показателей стоимости на единицу производительности ВПУ.

Капитальные вложения в ВПУ, млн. руб, могут быть найдены по формуле

$$K_{\text{обессол}} = \bar{k}_{\text{ВПУ}} Q_{\text{ВПУ}} \underline{C}_{\text{инф}},$$

где $\bar{k}_{\text{ВПУ}}$ — удельные капитальные вложения в установку химической очистки воды, млн. руб/(м³/ч); $Q_{\text{ВПУ}}$ — производительность установки по воде, т/ч; $\underline{C}_{\text{инф}}$ — индекс-дефлятор по капиталовложениям в ВПУ.

Ежегодные затраты на химическую очистку воды включают следующие статьи:

а) Затраты на исходную (сырую) воду, руб/год,

$$I_{\text{ив}} = G_{\text{бр}}^{\text{т}} \Pi_{\text{в}},$$

где $G_{\text{бр}}^{\text{т}}$ — количество сырой воды, поступающей на установку в год, м³/год; $\Pi_{\text{в}}$ — тариф на воду в зависимости от источника водоснабжения, руб/т.

Полный расход сырой воды учитывает и расходы на собственные нужды

$$G_{\text{бр}}^{\text{т}} = G_{\text{н}}^{\text{т}} + G_{\text{сн}}^{\text{т}},$$

где $G_n^r, G_{сн}^r$ — годовое количество соответственно обрабатываемой воды, $m^3/год$; воды, израсходованной на собственные нужды, $m^3/год$.

Годовой расход сырой воды зависит не только от производительности установки и суммы расходов на собственные нужды установки ($\Sigma q_{сн}^{ВПУ}$), но и от числа часов использования максимальной часовой производительности ВПУ (h_y):

$$G_{бр}^r = Q_{ВПУ} h_y + \Sigma q_{сн}^{ВПУ} h_y.$$

Расходы воды на собственные нужды механических и осветлительных фильтров делятся пропорционально производительности между установкой химической очистки воды основного цикла и установкой подпитки теплосети.

б) Затраты на годовое потребление электроэнергии на нужды ВПУ, руб/год, может быть вычислено из выражения

$$И_{э,з} = \Sigma \mathcal{E}_i S_{э,з},$$

где $S_{э,з}$ — себестоимость электроэнергии на электростанции, руб/кВт·ч; $\mathcal{E}_i$ — расход электроэнергии, который складывается из электроэнергии, затрачиваемой на работу двигателей и освещение помещений, кВт·ч/год.

Расход электроэнергии на освещение помещений составляет

$$\mathcal{E}_{осв} = P t k n,$$

где P — установленная в помещении мощность освещения, Вт; t — средняя продолжительность освещения (принимается обычно 10 ч в сутки); $k = 0,8$ — коэффициент одновременности; n — число суток в году.

Установленная мощность осветительных установок подсчитывается из условия, что в помещениях химводоочисток в среднем устанавливается 9 Вт/ m^2 площади здания.

Расход энергии на работу двигателей представляет собой сумму расходов на работу насосов, перекачивающих обрабатываемую воду, насосов-дозаторов, циркуляционных насосов известкового молока, вентиляторов-декарбонизаторов и других аппаратов.

Расход электроэнергии, затрачиваемой на работу двигателей, может быть найден в виде

$$\mathcal{E}_{нас} = \Sigma N_{п\text{ раб}}^{нас} h_p k_3 / \eta + \Sigma N_{рег}^{нас} h_{рег} k_3 / \eta,$$

где $N_{п\text{ раб}}^{нас}, \Sigma N_{рег}^{нас}$ — требуемая полезная мощность насосов соответственно постоянно работающих, кВт, и работающих во время регенерации фильтров, кВт; h_p — годовое число часов работы двигателя, ч/год; k_3 — ко-

эффициент загрузки, для непрерывно работающих двигателей (может быть принят 0,75); $\eta = 0,85$ — КПД двигателя; $h_{рег}$ — суммарное число часов использования насосов, работающих во время регенерации, ч/год.

Число часов использования насосов во время регенерации

$$h_{рег} = 365 \Sigma t_{рр} / 60 m,$$

где $t_{рр}$ — время пропуска регенерационного раствора насосами-дозаторами по i -й ступени, мин; m — число регенераций в сутки; i — от 1 до n ступеней, т.е. суммирование проводится по количеству ступеней химической очистки воды.

в) Стоимость теряемой теплоты, руб/год,

$$И_{т,з} = Q_{т,з}^r S_{т,з},$$

где $Q_{т,з}^r$ — количество теряемой теплоты, ГДж/год; $S_{т,з}$ — себестоимость 1 ГДж теплоты, руб/ГДж.

Количество теряемой теплоты зависит от параметров теряемой воды и ее количества

$$Q_{т,з}^r = G_{сн} C_p \Delta t,$$

где C_p — теплоемкость воды 4,19 кДж/(кг·К); Δt — разность температур сырой и обработанной воды, °С; $G_{сн}$ — расход сырой воды на собственные нужды, $m^3/год$.

Количество теряемой теплоты рассчитывается по тепловой схеме электростанции. При отсутствии конкретных данных можно принять для учебных расчетов среднегодовую температуру исходной воды 10°С. Температура обрабатываемой воды в зависимости от схемы ВПУ:

установки с известкованием и магниальным обескремниванием в осветлителях — 40°С;

остальные установки — 20°С.

Все тепло, сообщенное воде, расходуемой на собственные нужды установки, теряется безвозвратно.

г) Затраты на реагенты, руб/год,

$$И_p = \Sigma V_{гi} C_i (\alpha_{тр} + 1),$$

где $V_{гi}$ — годовые расходы i -х реагентов, т/год; C_i — преysкурantная цена i -го реагента, руб/т; $\alpha_{тр} = 0,1$ — коэффициент учета транспортных расходов.

Приведем пример цен на основные химические реагенты (1995 г.):

Реагент	Цена, тыс. руб/т
NaOH	584,2
H ₂ SO ₄	290
КУ-2	34000
AB-17	
AB-31	
Ca(OH) ₂	140
FeSO ₄	445

Годовые расходы i -го реагента ($V_{гi}$) зависят от суточного расхода ($V_{сут i}$) и времени работы ВПУ в год (h_p), т/год,

$$V_{гi} = (V_{сут i} h_p 0,75) / (24 \cdot 1000).$$

При наличии установок подготовки воды для основного цикла и подпитки тепловой сети годовой расход извести и коагулянта распределяется пропорционально производительности обессоливающей установки и установки подпитки теплосети.

Ежегодная досыпка фильтрующих материалов ($V_{фм}^r$) определяется по данным о плотности засыпки ($f_{зас}$), процента ежегодной досыпки (ΔV %) и общего объема фильтрующего материала в фильтре ($V_{фм}$):

$$V_{фм}^r = \Delta V \% f_{зас} V_{фм}.$$

Затраты на досыпку фильтрующих материалов

$$I_{фм} = \Sigma V_{фм i}^r C_i (\alpha_{тр} + 1).$$

Ниже дан пример расчета досыпки фильтрующих материалов КУ-2 и АН-31.

Объем фильтрующего материала КУ-2 в фильтре

$$V_{КУ-2} = \Sigma (h_{сн} f_n) = 1,5 \cdot 1,78 \cdot 3 + 2 \cdot 1,54 \cdot 4 = 20,33 \text{ м}^3,$$

$f_{зас} = 0,43$ — плотность засыпки.

Ежегодная досыпка КУ-2 — 10 %:

$$V_{КУ-2г} = 0,1 \cdot 0,43 \cdot 20,33 = 0,87 \text{ т/год}.$$

Объем фильтрующего материала АН-31 в фильтре

$$V_{АН-31} = 3,14 \cdot 2,5 \cdot 4 = 31,4 \text{ м}^3.$$

Ежегодная досыпка АН-31 — 30 %, плотность засыпки — 0,37:

$$V_{АН-31г} = 0,3 \cdot 0,37 \cdot 31,4 = 3,49 \text{ т/год}.$$

При цене фильтрующих материалов 34 млн. руб/т затраты составят

$$I_{фм} = 0,87 \cdot 34 + 3,49 \cdot 34 = 148,24 \text{ млн. руб/год}.$$

д) Амортизационные отчисления, руб/год,

$$I_a = \Sigma K_i H_{ai} / 100,$$

где K_i — капитальные вложения в i -ю группу оборудования ВПУ, руб.;

H_{ai} — норма амортизационных отчислений по i -й группе оборудования, %.

е) Затраты на заработную плату, руб/год,

$$I_{от} = \Phi n,$$

где Φ — средний годовой фонд оплаты труда персонала ВПУ; n — численность персонала, чел.

Годовой фонд оплаты труда включает основную и дополнительную заработную плату и начисления в социальные фонды.

Численность персонала может быть найдена по нормативам численности персонала химцеха электростанции.

Для ТЭЦ затраты на заработную плату персонала ВПУ, обслуживающего обессоливающую установку и установку подпитки теплосети, распределяются пропорционально производительности между двумя группами работающего персонала.

ж) Затраты на ремонты, руб/год,

$$I_{рем} = \beta_{рем} K,$$

$\beta_{рем}$ — коэффициент отчислений в ремонтный фонд; K — капиталовложения в ВПУ.

з) Общепроизводственные (прочие) расходы, руб/год,

$$I_{пр} = 0,25(I_{ам} + I_{от} + I_{рем}).$$

Таким образом, ежегодные затраты на установку химической очистки воды, руб/год,

$$\Sigma I_{хов} = I_{пв} + I_{эз} + I_{тз} + I_{р} + I_{фм} + I_{ам} + I_{от} + I_{рем} + I_{пр}.$$

Себестоимость 1 м³ химочищенной воды составит

$$S_{хов} = \Sigma I_{хов} / G_{бр}^r.$$

Результаты расчета себестоимости химической обработки воды приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Технико-экономические показатели ВПУ

Показатель	Значение	Удельный вес затрат в общей сумме, %	Удельные затраты на 1 м ³ ХОВ, руб/м ³
Производительность ВПУ, м ³ /ч	125	—	—
Число часов использования ВПУ, ч/год	8000	—	—
Годовой объем очищенной воды, м ³ /год	1144102,9	—	—
Расход теплоты, ГДж/год	6037,911	—	—
Расход электроэнергии, кВт·ч/год	2959855	—	—
Ежегодные эксплуатационные расходы, млн. руб/год, на:			
исходную воду $I_{ив}$	1144102,900	37,7	1000
электроэнергию $I_{эз}$	261207,213	8,6	228,31
потери теплоты I_t	73933,822	2,4	64,62
реагенты I_p	401532,400	13,2	350,96
амортизационные отчисления $I_{ам}$	355664,562	11,7	310,87
ремонт I_p	358481,200	11,8	313,31
оплату труда $I_{от}$	207987,900	6,9	181,79
прочие расходы $I_{пр}$	230533,411	7,6	201,50
ИТОГО, млн. руб/год,	3033443,459	100	—
Себестоимость 1 м ³ , руб/м ³ , ХОВ	2651,4	—	—

Вопросы для повторения

1. Какой метод применяется на ТЭС для калькуляции себестоимости?
2. Каковы особенности структуры себестоимости электроэнергии на КЭС, АЭС, ТЭЦ?
3. В каких случаях для расчета расхода топлива применяются топливные характеристики энергетического оборудования? Чем отличаются топливные характеристики для оборудования КЭС и ТЭЦ?

4. Какие методы распределения затрат между тепловой и электрической энергией применяются на ТЭЦ?
5. В чем состоят основные отличия методов электрических эквивалентов, энергетического и физического?
6. Перечислите основные преимущества и недостатки физического метода распределения затрат; метода электрических эквивалентов.
7. От каких факторов зависит структура себестоимости ХОВ?

Глава 10

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ТЭС

10.1. СОСТАВ ОСНОВНЫХ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ

Система основных финансово-экономических показателей для обоснования рациональных технических решений включает натуральные и стоимостные показатели.

К натуральным относятся расход топлива, металла, трудозатраты и т.п.

Наиболее простыми (статическими) стоимостными показателями считаются эксплуатационные издержки, балансовая и чистая прибыль, рентабельность инвестиций, срок окупаемости капиталовложений. Они могут использоваться на начальной стадии выбора варианта при условии, что капитальные вложения осуществляются в один год, а годовые эксплуатационные расходы постоянны во времени.

Более сложными (интегральными, динамическими) являются показатели, учитывающие фактор времени, в течение которого изменяются по годам инвестиции, эксплуатационные расходы, притоки и оттоки денежных средств, прогнозируемые темпы инфляции. Эти показатели могут приводиться к единому (базовому) году, за который обычно принимается год начала реализации проекта или производственной деятельности. Приведение разновременных средств (поступлений и платежей) к базовому году называется дисконтированием (от англ. discounting – уценка), а полученная величина — дисконтированной стоимостью.

К таким показателям относятся:

- минимально возможный полный срок возврата банковских кредитов и процентов по ним;
- поток наличности по годам рассматриваемого периода;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- дисконтированный срок окупаемости инвестированного капитала;
- суммарные дисконтированные затраты.

Дисконтированные стоимости относятся только к последним четырем показателям.

Наиболее часто используются чистый дисконтированный доход ($\mathcal{E}_d$) и внутренняя норма доходности ($E_{вн}$), которые определяются следующим образом.

Расчет $\mathcal{E}_d$ проводится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода). Разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования) представляет собой чистый доход на данном отрезке времени:

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I'_t - H_t - K_t + K_{лик t} = P_{чt} + I_{амt} - K_t + K_{лик t},$$

где $\mathcal{E}_t$ — чистый поток платежей (чистый доход) в год t ; $K_{лик t}$ — ликвидная стоимость объекта; K_t — величина инвестиций в год t .

Если накопленная в течение всего срока жизни объекта сумма чистых доходов отрицательна, это свидетельствует об убыточности проекта, т.е. о его неспособности возместить инвестированные средства, не говоря уже о выплате хотя бы минимальных дивидендов потенциальным инвесторам.

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей представляет собой чистый дисконтированный доход (ЧДД) или чистую текущую стоимость

$$\mathcal{E}_d = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t (1 + E_{cp})^{-t},$$

где T_p — расчетный период, лет; E_{cp} — норматив дисконтирования.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение или реконструкцию (модернизацию) объекта служит условие $\mathcal{E}_d > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Внутренняя норма доходности объекта (ВНД) определяется из выражения

$$\sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t (1 + E_{вн})^{-t} = 0, \quad (10.1)$$

где $E_{вн}$ — внутренняя норма доходности, являющаяся в данном случае искомой величиной и обеспечивающая справедливость равенства (10.1), определяется методом последовательных приближений при различных ставках дисконта.

Критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования

$$E_{вн} > E_{cp}.$$

При сопоставлении нескольких вариантов сооружения проектируемого объекта, критерием оптимальности варианта считается

$$E_{вн} \Rightarrow \max.$$

10.2. ОСОБЕННОСТИ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

Особенности экономического обоснования технических решений в области теплоэнергетики по сравнению с общим подходом вызываются следующими факторами:

- большим количеством возможных вариантов решения технической задачи;
- необходимостью оценки эффективности проведения мероприятий, направленных на повышение энергетического и экологического совершенства отдельных агрегатов сложной производственной системы;

- необходимостью учета влияния данного проекта на изменение технико-экономических показателей энергосистемы.

Рассмотрим подробнее каждый фактор.

1. Большое количество вариантов решения данной технической задачи определяется широкими возможностями комбинирования, взаимозаменяемостью установок и видов энергетической продукции.

По степени комбинирования можно различать:

- раздельные энергетические установки, производящие по одному виду продукции;

- комбинированные энергетические установки, производящие по несколько видов энергетической продукции;

- комбинированные энерготехнологические установки, производящие энергетическую и технологическую продукцию.

Взаимозаменяемость энергетических установок характеризуется возможностями получения одинаковой продукции на различных установках.

Взаимозаменяемость видов энергетической продукции оценивается возможностью использования различных взаимозаменяемых энергоносителей в конкретной промышленной установке.

Кроме того, возможны дополнительные варианты, отличающиеся конструктивными решениями, количеством и параметрами оборудования и др.

Множество возможных вариантов по производству или потреблению энергии требует предварительного приведения их в сопоставимый вид. Основные условия сопоставимости:

- обеспечение одинакового энергетического (производственного) эффекта;
- для каждого из сравниваемых вариантов должны быть приняты оптимальные решения;

- экономические показатели вариантов должны учитывать взаимосвязи, имеющиеся в народном хозяйстве;

- экономические показатели вариантов должны подсчитываться с учетом фактора времени;

- методы расчета отдельных элементов затрат по сравниваемым вариантам должны быть одинаковыми.

2. Для теплоэнергетики характерна необходимость оценки финансово-экономической эффективности мероприятий, предлагаемых для отдельных агрегатов сложной производственной системы. Это вызывает особенности в исходной информации, отражающей только изменения ряда технико-экономических показателей и часто не содержит промежуточных результатов показателей производственной системы.

В этих условиях расчетам эффективности должен предшествовать тщательный количественный анализ влияния рассматриваемого мероприятия на отдельные показатели производственной системы: производительность, расход (выработку) энергоносителей, потребление сырья и материалов, капиталовложения, численность обслуживающего персонала и др. На этой основе формируются изменения показателей, подлежащих учету при оценке экономической эффективности мероприятия.

3. Энергетические объекты, независимо от форм собственности, технологически входят в энергосистему и обязаны работать по диспетчерскому графику, определяемому оптимизацией режимов работы энергетической системы в целом. Поэтому ввод каждого нового объекта в энергетическую систему или изменение технико-экономических показателей существующего, и, как следствие, изменение режима его использования, окажут влияние (положительное или отрицательное) на режим работы прочих энергетических объектов, что должно быть учтено в условиях рынка в расчетах экономической эффективности.

10.3. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ

На первом этапе выявляются возможные альтернативные варианты решения поставленной задачи. Например, схемы энергообеспечения заданной потребности в тепловой и электрической энергии, варианты реконструкции существующего энергетического объекта; варианты подготовки химически очищенной воды для различных целей; варианты автоматизации отдельных технологических процессов и т.п.

На втором этапе для каждого из отобранных вариантов рассчитываются технико-экономические показатели, при необходимости и возможности оптимизируются основные технологические параметры (температура, давление, расходные показатели, КПД, экологические характеристики и т.д.). Оптимизация может проводиться на основе технических критериев (максимальный КПД, максимально возможная дополнительная выработка электроэнергии, минимальный удельный расход топлива и др.) или простых, или интегральных критериев.

Если при оптимизации параметров не происходит изменения результатов (стоимости реализованной энергии или продукции), то целесообразно использовать показатель суммарных затрат за расчетный период $\sum$ при

различных производительностях (мощностях) энергетических установок, показатель удельных затрат на единицу продукции $Z_{уд}$ (или изменение этих показателей), определяемые как

$$Z_{\Sigma} = \sum_{t=0}^{T_p} (H'_t + K_t - K_{лик,t})(1 + E_{cp})^{-t};$$

$$Z_{уд} = Z_{\Sigma} / \sum_{t=0}^{I_{п}} V_t(1 + E_{cp})^{-t},$$

где H'_t — суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию (амортизацию) в год t ; K_t — размер инвестиций в год t ; $K_{лик,t}$ — ликвидная стоимость объекта в год t ; E_{cp} — средняя норма дисконтирования; V_t — отпуск продукции по годам расчетного периода в натуральном выражении.

Основанием для выбора альтернативного варианта служат минимальные значения Z_{Σ} и $Z_{уд}$. Расчеты проводятся в базисных (на момент проведения расчетов) ценах. Формируются исходные данные для следующих этапов:

развернутая во времени производственная программа (прогнозируемое количество реализуемых электроэнергии, теплоты, побочной и сопутствующей продукции);

тарифы на электроэнергию и теплоту и цены на побочную и сопутствующую продукцию;

издержки производства (H) с разделением на амортизационную составляющую (H_a), прочие условно-постоянные расходы ($H_{проч}$) и топливную (условно-переменную) составляющую (H_T);

развернутый во времени процесс инвестирования капитального строительства (капиталовложений) (K);

реальная (очищенная от инфляции) ставка дисконта.

На третьем этапе рассматриваются возможности сравнения вариантов, т.е. проверяются условия их сопоставимости и при необходимости проводятся дополнительные расчеты по приведению вариантов в сопоставимый вид.

Следует обратить внимание, что условия сопоставимости и состав критериев могут меняться в зависимости от целей и предназначения экономической оценки. На этапе сопоставления вариантов условия будут зависеть от степени автономности электростанции и необходимости учета взаимосвязей между производством энергетической продукции и существующей или перспективной потребностью в ней. Поэтому могут быть рассмотрены позиции:

владельца самостоятельного энергетического объекта, не входящего в АО-энерго;

АО-энерго;

потребителя энергии.

С позиции владельца самостоятельного энергетического объекта наиболее важно завоевать рынок сбыта продукции. Поэтому в данном случае не возникает вопрос о производственной сопоставимости сравниваемых вариантов, а в большей степени рассматриваются вопросы надежности энергоснабжения, конкурентоспособности и получения высокой доходности с рубля вложенного капитала. Таким образом, более целесообразно для оценки эффективности использовать внутреннюю норму доходности и, в качестве граничного значения, дисконтированный срок окупаемости.

Если рассматривать позицию энергопредприятия, входящего в состав АО-энерго, то сравниваемые варианты обязательно должны быть приведены к одинаковому производственному эффекту (покрытие одной и той же потребности в энергии). Это может быть достигнуто либо введением коэффициентов долевого участия по мощности и электроэнергии, либо покупкой недостающего количества электроэнергии у другой смежной энергосистемы. Кроме того, необходимо учитывать не только затраты самого производителя энергии — электростанции, но и затраты энергосистемы, связанные с передачей энергетической продукции потребителям по электрическим и тепловым сетям, а также изменение технико-экономических показателей других электростанций, входящих в АО-энерго. В качестве критерия могут быть использованы минимум дисконтированных затрат с проверкой внутренней нормы доходности и ЧДД.

При производстве побочной или сопутствующей продукции (побочная продукция — химически очищенная вода, сжатый воздух, проведение ремонтных работ; сопутствующая продукция — сухая зола, шлак, гипс, гранулированные удобрения и т.п.) сравнение следует проводить с вариантом отсутствия подобного производства по интегральным показателям экономической эффективности.

Если рассматривать позицию потребителя, то возникает необходимость выбора самого дешевого варианта (с учетом надежности) покрытия существующей потребности, что при развитом рынке энергетической продукции включает следующие возможности:

приобретение энергии по тарифам АО-энерго;

приобретение энергии по договору с автономным энергопредприятием;

строительство или приобретение собственной энергоустановки.

Эффективность способов покрытия потребности целесообразно оценивать по интегральным критериям, включающим возможные убытки потребителя при нарушении режима энергоснабжения в результате разной надежности вариантов. В качестве расчетного периода рассматривается период функционирования собственной энергоустановки.

При решении вопроса об экономической эффективности инвестиций в реконструкцию в условиях перехода отрасли на рыночные отношения следует учитывать возможность различных подходов к решению проблемы, отражающих часто не совпадающие интересы Заказчика и Инвестора.

С точки зрения Заказчика, например АО-энерго, проведение реконструктивных работ по тому или иному конкретному объекту диктуется, в первую очередь, производственной, в данном случае, энергетической необходимостью. При этом первоочередная задача — выбор оптимального варианта среди ряда возможных технических альтернатив, решающих ту же проблему, который проводится на основе критериев сравнительной экономической эффективности инвестиций. По идее, при условии выравнивания сравниваемых вариантов по производственному (энергетическому) эффекту, это должно обеспечить решение указанной проблемы с минимальными затратами для Заказчика.

Если цель реконструкции — улучшение отдельных технико-экономических показателей эксплуатации сравнительно новых энергетических объектов, например, организация дополнительных теплофикационных отборов от конденсационных турбин, то в качестве базы сравнения следует принять показатели этой же электростанции до реконструкции с учетом дополнительных затрат в сооружение и эксплуатацию котельной, обеспечивающей выравнивание производственного (энергетического) эффекта по отпуску теплоты потребителям.

Если цель реконструкции — перевод энергообъекта на непроектный вид топлива, то в качестве альтернативы может быть предложен вариант досрочного демонтажа оборудования ТЭС и строительства новой электростанции с техническими решениями, отвечающими требованиям использования нового вида топлива.

Если цель реконструкции — улучшение экологической ситуации в районе размещения энергообъекта, то в качестве альтернативы принимаются варианты снижения мощности (в предельном случае до нуля) с компенсацией этого снижения за счет ввода новых генерирующих мощностей, отвечающих требованиям действующих норм в части экологических показателей.

С точки зрения Инвестора, например, коммерческого банка или вновь создаваемого АО для финансирования и эксплуатации реконструируемого энергообъекта, оптимальный вариант должен иметь положительное значение абсолютного экономического эффекта (ЧДД) как по годам, так и в суммарном значении за расчетный период.

В случае нескольких вариантов предпочтение должно быть отдано варианту с наибольшим значением экономического эффекта при условии, что каждый из них характеризуется значением внутренней нормы доходности, превышающей банковскую ставку.

Если все рассматриваемые варианты, включая оптимальный, имеют отрицательный экономический эффект, с точки зрения Инвестора финанси-

рование сооружения или реконструкции данного объекта нецелесообразно. В этом случае Заказчик может пойти на корректировку некоторых зависящих от него исходных данных, принятых в расчетах, например, тарифов на электроэнергию у потребителей, если Заказчиком является АО-энерго, который не только сооружает и эксплуатирует энергообъект, но также реализует энергию непосредственно потребителям.

Если Заказчик и Инвестор выступают в одном лице, то для него основным обязательным инструментом для принятия решения, очевидно, служит совместное рассмотрение критериев как сравнительной, так и абсолютной эффективности капитальных вложений.

На четвертом этапе сравнивается и выбирается вариант проекта сначала предварительно на основе простых критериев, а для проектов, прошедших этот отбор, по динамическим критериям без учета источников финансирования проекта. Расчеты можно выполнять в базисных (постоянных) ценах с использованием реальной ставки дисконта.

На пятом этапе рассматриваются варианты финансирования выбранного проекта. В этом случае анализ может проводиться с позиции Инвестора или с позиции производителя продукции.

Инвестора интересует доходность вкладываемого капитала, поэтому следует рассматривать варианты вложения одной и той же суммы капитала (сопоставимость по исходному капиталу), используя такие критерии, как максимум чистого дисконтированного дохода с одновременной проверкой уровня внутренней нормы доходности.

Для производителя важно подобрать наиболее эффективную схему финансирования строительства объекта (сопоставимость по общему объему финансирования), определить соотношение собственного и заемного капиталов, а также приемлемый уровень процентов за пользование кредитами, оценить доходность собственного капитала, выяснить возможный срок полного возврата кредитов и процентов по ним.

Появляется необходимость пополнения состава ранее использованной исходной информации данными, характеризующими процесс финансирования, которые включают:

- состав источников финансирования (доли собственного и заемного капиталов);

- структуру финансирования капиталовложений, развернутую во времени и по источникам финансирования;

- условия кредитования (проценты за кредит);
- схему погашения задолженности по кредитам (возврат кредита);
- условия начисления дивидендов (размер и сроки выплаты) по привилегированным акциям (при использовании акционерного капитала);
- схему распределения чистой прибыли предприятия;
- динамический ряд индексов инфляции;
- индекс общего изменения цен.

При использовании всего комплекса исходных данных оценивается финансовая реализуемость проекта энергетического объекта, составляются отчеты о движении наличности, прибыли, перспективный баланс проекта, рассчитываются и анализируются экономические и финансовые показатели хозяйственной деятельности энергопредприятия, оценивается его финансовая устойчивость и платежеспособность. На данном этапе рекомендуется проводить расчеты денежных потоков в прогнозных ценах, а для определения показателей эффективности использовать расчетные цены и реальную ставку дисконта. Расчетные цены получаются делением прогнозных цен на индекс общего изменения цен.

На заключительном этапе анализируется чувствительность показателей проекта к изменениям рыночной ситуации, в первую очередь, за счет колебаний цен на топливо, стоимости основных средств энергопредприятий и рабочей силы, тарифов на энергетическую продукцию, экологических требований, банковских ставок и процентов по кредитам, налоговых ставок и льгот, изменений в системе налогообложения, отклонений от прогнозируемой потребности в электрической и тепловой энергии, времени задержки платежей.

Кроме этого, анализируется чувствительность показателей к параметрам самого проекта: длительности строительства и выхода на режим нормальной эксплуатации, тенденций изменения переменных и постоянных издержек за счет оптимизации параметров и режимов использования энергооборудования.

В качестве оценочных показателей (критериев) при анализе чувствительности могут выступать внутренняя норма доходности, чистый дисконтированный доход, срок окупаемости, сумма накопленных к концу жизни проекта свободных денежных средств. На первой стадии проводится попеременное варьирование факторов на ± 10 — 20 % при базовых значениях остальных. Определяется показатель чувствительности критерия как отношение отклонения его к базовой величине. Далее ранжируются факторы в порядке убывания показателя чувствительности.

Денежные потоки рекомендуется рассчитывать в прогнозных ценах, а для показателей использовать номинальную (включающую инфляцию) ставку дисконта.

10.4. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ УЧЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ОТ ВЫБРОСОВ ТЭС

Известно, что электростанции представляют собой достаточно крупные загрязнители окружающей среды, выбрасывающие в атмосферу пыль, золу, вредные газообразные вещества (сернистые, азотистые и углеродистые соединения).

Количество и состав выбросов существенным образом зависят от вида используемого топлива и наличия систем очистки. Кроме этого, ТЭС сбрасывают и сточные воды. При разработке мероприятий, снижающих выбросы в окружающую среду, следует оценивать их эффективность.

В настоящее время для оценки ущерба, выраженного в стоимостной форме наносимого окружающей среде, действует «Временная типовая методика определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий ...» 1986 г.

По этой методике ущерб, наносимый выбросами в атмосферу, определяется по формуле

$$Y_a = \gamma \delta \sum_{i=1}^m f_i M_i,$$

где γ — коэффициент удельного ущерба на приведенную тонну выбросов, руб/т* (для атмосферы $\gamma = 2,4$ руб/т $\cdot 10^4$); δ — константа, учитывающая плотность населения в зоне выбросов; f_i — поправочный коэффициент, учитывающий характер рассеяния примесей в атмосфере, зависит от скорости оседания частиц. При скорости, превышающей 20 см/с, $f = 10$; для мелкодисперсионных частиц $f = 0,1$; M_i — приведенная масса годового выброса i -го компонента;

$$M_i = A_i m_i,$$

где A_i — коэффициент относительной агрессивности примеси; m_i — годовая масса выброса, т/год.

Например, для золы $A_i = 84$; бенз(а)пирена $A_i = 1,26 \cdot 10^6$; окиси углерода $A_i = 1,0$.

Ущерб, наносимый сбросами сточных вод, оценивается как

$$Y_b = \gamma_b \sigma_b M,$$

где γ_b — коэффициент удельного ущерба (на уровне цен 1996 г. для учебных расчетов $\gamma_b = 4$ млн. руб/т*); σ_b — константа, характерная для различных водохозяйственных участков; M — приведенная масса годового сброса примесей в т*/год.

В условиях рыночной экономики затраты электростанции, связанные с выбросами в окружающую среду загрязняющих веществ, определяются платой за выбросы в атмосферу, почву, воду.

Поэтому условно можно принимать размер ущерба окружающей среде на основе платы за выбросы. В этом случае ущерб приравнивается к плате за выбросы и вычисляется следующим образом:

$$Y = \sum y_i;$$

* Топливо в условном исчислении.

$$y_i = (m_i^{\text{ПДВ}} P_i + (m_i - m_i^{\text{ПДВ}}) P'_i) k_c,$$

где $m_i^{\text{ПДВ}}$ — годовой выброс вещества в атмосферу, почву или воду, не превышающий предельно-допустимое значение по i -му элементу загрязняющих веществ, т/год; m_i — годовой выброс вещества, т/год; P_i — норматив платы за одну тонну i -го выброса, не превышающего предельно-допустимого выброса (ПДВ), руб/т; P'_i — то же при превышении ПДВ, руб/т; k_c — коэффициент экологической ситуации района выброса.

10.5. УЧЕТ ФАКТОРОВ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМ СРАВНЕНИИ ВАРИАНТОВ НА ТЭС

Надежность систем электроснабжения зависит от надежности входящих в них элементов (генераторов, трансформаторов, линий и т.д.). Под надежностью понимается свойство оборудования (установки, системы) выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в оговоренных пределах. Сравнимые варианты часто различаются по показателям надежности.

Сопоставление вариантов технических решений с разной степенью надежности энергоснабжения можно осуществить двумя способами.

1. Выравнивание надежности за счет дополнительных технических решений в вариантах с меньшей надежностью. Достигается резервированием генерирующих мощностей и пропускной способности электрических сетей, противоаварийным управлением. Связано с дополнительными затратами.

2. Учет экономических последствий, обусловленных их ненадежностью. Выбор варианта с меньшей надежностью приводит к дополнительным затратам, которые называются ущербом от ненадежности или недоотпуска.

Ущерб состоит из ущерба электроэнергетической системы (системный ущерб) и ущерба потребителей (промышленных).

Всех потребителей в отношении последствий от перерывов в электроснабжении можно разделить на три группы:

потребители, перерывы электроснабжения которых могут привести к катастрофическим последствиям, связанным с опасностью для жизни людей;

потребители, для которых перерывы электроснабжения сопровождаются материальными потерями, ущербом;

потребители, для которых перерывы принципиально допустимы, но их последствия не могут быть оценены в стоимостном выражении (бытовые потребители, освещение).

Большая часть промышленных потребителей может быть отнесена ко второй группе и именно на них обычно распространяется недоотпуск электроэнергии при отказах в системе.

Отказы носят случайный характер, поэтому случайный характер имеют и последствия отказов.

Так, снижение мощности, отдаваемой станцией, из-за отказа ее оборудования может и не привести к недоотпуску энергии, если в системе имеется достаточный резерв мощности.

В свою очередь, резерв мощности в системе также зависит от случайных факторов, например, количества агрегатов, находящихся в плановом или вынужденном простое, значения нагрузки и т.д. Поэтому ущерб от снижения надежности должен рассматриваться как математическое ожидание дополнительных издержек Y_n .

При сравнении вариантов к издержкам прибавляется еще и величина ожидаемого ущерба

$$I_n = I + Y_n.$$

Экономический ущерб от технологического нарушения в общем случае представляется в виде суммы составляющих

$$Y_n = \sum_{i=1}^7 Y_i - S_{\text{воз}},$$

где Y_1 — безвозвратные потери средств производства; Y_2 — затраты на ремонтно-восстановительные работы; Y_3 — потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода); Y_4 — ущерб от ухудшения технологических параметров; Y_5 — возмещение убытков потребителям; Y_6 — возмещение экологического ущерба; Y_7 — возмещение социального ущерба; $S_{\text{воз}}$ — возвратные суммы.

Безвозвратные потери определяются по остаточной стоимости поврежденного оборудования с учетом материальных затрат на ликвидацию аварии.

Затраты на ремонтно-восстановительные работы вычисляются на основе смет на ремонтные и наладочные работы.

Упущенная выгода учитывает потери прибыли из-за снижения объема производимой энергии вследствие технологического нарушения. Если электростанция является коммерческой организацией, то может быть рассчитана упущенная выгода на основе недовыработки электроэнергии, которая определяется по снижению рабочей мощности за время вынужденного простоя генерирующего оборудования, кВт · ч,

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{нед}} = \Sigma (P_{\text{пл } i} - P_{\text{раб } i}) \Delta t_i,$$

где Δt_i — временной интервал вынужденного простоя генерирующего оборудования; $P_{\text{пл } i}$ — договорная рабочая мощность электростанции на i -м временном интервале; $P_{\text{раб } i}$ — рабочая мощность электростанции на i -м временном интервале.

Упущенная выгода для электростанции определяется по формуле, руб.,

$$Y_3 = \Delta \Xi_{\text{нед}}(T_3 - S_T),$$

где T_3 — средний отпускной тариф 1 кВт·ч электроэнергии с шин электростанции за период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение; S_T — топливная составляющая расчетной себестоимости одного 1 кВт·ч на электростанции, определенная за период (месяц года), когда произошло технологическое нарушение.

Ущерб от ухудшения технологических параметров определяется более худшими экономическими характеристиками замещающего оборудования по сравнению с выбывшим на время аварии. Эта составляющая может быть найдена как разность стоимостей удельных расходов топлива замещающей и выбывшей электростанции, умноженная на количество электроэнергии, произведенной замещающим оборудованием.

Возмещение убытков потребителям определяется на основе условий ответственности, отраженных в коммерческих договорах.

10.6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ТЭС

В условиях рыночных отношений оценка эффективности инвестиций в расширение, техническое перевооружение и реконструкцию должна проводиться только по экономическим критериям, которые уже должны включать такие виды эффективности как экологическая, социальная, политическая, стратегическая и пр.

Принципиальных отличий при проведении расчетов экономической эффективности инвестиций в новое строительство или реконструкцию не существует. Разница в расчетах может быть обусловлена лишь формой собственности, т.е. финансовая оценка может проводиться с позиций либо Заказчика, либо Инвестора, участвующего в развитии энергетического хозяйства, либо частного предпринимателя, владеющего энергетическим объектом, либо потребителя энергетической продукции.

Критерием экономической эффективности служит минимум дисконтированных затрат за расчетный период, включающий время проведения реконструктивных работ, период выхода на режим нормальной эксплуатации и период нормальной работы энергообъекта.

При этом по каждому году расчетного периода должен быть выдержан принцип сопоставимости альтернативных вариантов по:

- располагаемой электрической и тепловой мощности у потребителя;
- годовому объему отпускаемой потребителю электро- и тепловой энергии при возможно одинаковом режиме полезной работы;
- надежности энергоснабжения потребителей;
- уровню цен и тарифов;
- воздействию на окружающую среду.

По каждому из рассматриваемых вариантов вычисляется объем капитальных вложений, стоимость основных фондов, величина эксплуатационных издержек после проведения намечаемых мероприятий. По актам технического состояния устанавливается предельный срок работы энергообъекта без проведения реконструктивных работ и после их проведения.

Суммарная величина интегральных дисконтированных затрат в общем случае определяется по формуле

$$Z_{T_p} = \sum_{i=1}^9 Z_i,$$

где Z_{T_p} — суммарная величина дисконтированных затрат за расчетный период T_p ; Z_i — интегральные затраты в отдельные мероприятия (i), обеспечивающие функционирование объекта и выравнивание вариантов по вышеперечисленным признакам, а именно:

Z_1 — затраты непосредственно на энергообъекте;

Z_2 — затраты на железные, автомобильные дороги, газопроводы, внешние коммуникации, причем если капитальные затраты в железные и автомобильные дороги, газопроводы и внешние коммуникации учтены в величине Z_1 , а стоимость топлива и материалов учитывается по цене франко-энергообъект, то затраты Z_2 не выделяются;

Z_3 — затраты в транспорт тепловой и электрической энергии до потребителей, вызванные приростом электрической и тепловой мощности;

Z_4 — затраты, связанные с выравниванием вариантов по энергетическому эффекту (мощности и энергии у потребителя);

Z_5 — затраты, вызванные простоем реконструируемого оборудования и соответствующим восполнением недоотпуска энергии потребителям;

Z_6 — затраты, связанные с выравниванием вариантов по надежности электроснабжения из-за разных простоев основного энергооборудования и авариях;

Z_7 — затраты, учитывающие стоимость несамортизированных основных фондов реконструируемых объектов;

Z_8 — затраты, учитывающие разный срок службы альтернативных вариантов;

Z_9 — затраты, обеспечивающие выравнивание вариантов по воздействию на окружающую среду.

Затраты, относящиеся непосредственно к энергообъекту, определяются по формуле

$$Z_1 = \sum_{t=1}^{T_p} (K_{t1} + I''_{t1} - L_{t1})(1 + E)^{-t}, \quad (10.2)$$

где K_{t1} — капиталовложения в реконструируемый объект в год t ; I''_{t1} — ежегодные издержки эксплуатации без реновационных отчислений в год t ; L_{t1} — ликвидационное сальдо в случае, если расчетный период T_p меньше амортизационного срока службы энергообъекта; E — норматив приведения разновременных затрат, численно равный банковской ставке.

Затраты Z_2 — Z_4 рассчитываются в случае необходимости по аналогичной расчетной формуле (10.2). При этом в качестве Z_4 может быть рассмотрена возможность перетоков электроэнергии из соседних энергосистем, т.е.

$$Z_4 = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta \mathcal{E}_t T_3 (1 + E)^{-t},$$

где $\Delta \mathcal{E}_t$ — разница в отпуске электроэнергии в год t по альтернативным вариантам; T_3 — стоимость перетока электроэнергии.

Затраты, восполняющие недоотпуск электроэнергии потребителям на время реконструкции, связаны с покупкой или снижением продажи ее в смежные энергосистемы (соответственно для дефицитных и избыточных АО-энерго) и определяются по формуле

$$Z_5 = \sum_{t=1}^{T_{рек}} \Delta \mathcal{E}_t^{рек} (T_3 - C_T b_3) (1 + E)^{-t},$$

где $\Delta \mathcal{E}_t^{рек}$ — суммарный недоотпуск электроэнергии в период реконструкции; T_3 — стоимость покупной или продаваемой электроэнергии; C_T — стоимость топлива на реконструируемом энергообъекте; b_3 — удельный расход топлива на реконструируемом объекте; $T_{рек}$ — период проведения реконструктивных работ на объекте.

В случаях перерывов в период реконструкции в отпуске тепла потребителям для временного теплоснабжения также должны быть предусмотрены специальные мероприятия, например по пуску в эксплуатацию резервных тепловых мощностей.

Мероприятия, связанные с выравниванием по надежности электроснабжения, учитываются в вариантах с меньшей надежностью с помощью затрат в дополнительную резервную мощность в энергосистеме

$$Z_6 = \sum_{t=1}^{T_p} (K_{t6} + I''_{t6})(1 + E)^{-t}, \quad (10.3)$$

где K_{t6} — капиталовложения в резервную мощность; I''_{t6} — условно-постоянные издержки эксплуатации без реновационных отчислений по содержанию дополнительной резервной мощности.

В качестве альтернативы затратам по формуле (10.3) могут быть приняты затраты по покупке резервной мощности в соседних энергосистемах.

Затраты, учитывающие несамортизированную часть основных демонтируемых фондов, принимаются положительными в вариантах реконструируемых объектов и определяются в год начала реконструкции по формуле

$$Z_7 = [K_{бл}(1 - H_{ам} T_{сл}) - L_{лик} - T_{ц} I_{кр}](1 + E)^{-t},$$

где $K_{бл}$ — первоначальная балансовая стоимость демонтируемых фондов; $H_{ам}$ — норма отчислений на реновацию; $T_{сл}$ — число лет эксплуатации демонтируемых основных фондов; $L_{лик}$ — стоимость лома за вычетом расходов по демонтажу основных фондов; $T_{ц}$ — межремонтный цикл; $I_{кр}$ — ежегодные отчисления на капитальный ремонт оборудования, назначенного к демонтажу.

Стоимость несамортизированной части основных фондов в альтернативном варианте нового строительства учитывается со знаком «минус» и равняется рыночной стоимости, по которой демонтируемый объект может быть реализован, т.е.

$$Z_7 = -K_{рын}(1 + E)^{-t}.$$

Во всех рассматриваемых вариантах, кроме варианта нового строительства, учитываются затраты в новую электростанцию, которую будет необходимо построить после завершения расчетного срока эксплуатации уже реконструируемого объекта при условии, что он меньше расчетного периода.

Расчетная формула аналогична формуле (10.2), но только изменяется временной период учета затрат от $T_{эp}$ до T_p , где $T_{эp}$ — расчетный срок эксплуатации реконструируемого объекта, т.е.

$$Z_8 = \sum_{t=T_{эp}}^{T_p} (K_{t8} + I''_{t8} - L_{t8} - I_t^{рек})(1 + E)^{-t},$$

где $I_t^{рек}$ — издержки на реконструируемом энергообъекте. При этом в (10.2) временной период учитывается от $t = 1$ до $T_{эp}$.

Дополнительные затраты по доведению действующей электростанции до нормативных выбросов в окружающую среду рассчитываются по аналогии с (10.2).

10.7. ПРИМЕР ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СИСТЕМЫ

Характеристика технико-экономических показателей сравниваемых вариантов

Для обеспечения покрытия перспективных графиков нагрузки потребителей АО-энерго требуется рассмотреть проект ввода в эксплуатацию дополнительной электростанции. Анализируются альтернативные варианты:

проект строительства ТЭЦ с одновременным отпуском тепловой энергии потребителям;

проект строительства КЭС.

Во втором случае предусматривается только покрытие потребности в электроэнергии. Эти проекты отличаются по количеству и видам отпускаемой энергии. Поэтому необходимо для сравнения вариантов привести их в сопоставимый вид.

Один из возможных способов приведения сравниваемых вариантов к одинаковому производственному эффекту рассматривается ниже.

Сравниваемые варианты комбинированного и отдельного тепло- и электроснабжения одних и тех же потребителей имеют следующие характеристики.

Первый вариант — проект ТЭЦ, обеспечивает тепло- и электроснабжение (комбинированная схема).

Во втором варианте совместно с КЭС, обеспечивающей потребителей электроэнергией, рассматриваются и котельные (замещающий объект), обеспечивающие потребность в теплоте, равным или близким по значению ее количеством тех же параметров (отдельная схема).

Теплоснабжение потребителей обеспечивается:

паром отопительных параметров:

из отборов отопительных параметров ТЭЦ (Вариант 1),

из пиковых водогрейных котлов (ПК — Вариант 1),

из районных котельных (РК — Вариант 2);

паром производственных параметров:

из отборов производственных параметров ТЭЦ,

из промышленной котельной.

В примере для упрощения расчета отпуск пара производственных параметров не рассматривается.

Количество отпускаемой тепловой энергии и ее параметры одинаковы по вариантам, что обеспечивает сопоставимость по покрытию потребности в теплоте.

Технические характеристики оборудования, необходимые для технико-экономических расчетов с учетом замещающего объекта, приведены в табл. 10.1 (в ценах 1996 г.).

Электрическая мощность и количество отпускаемой электроэнергии электростанциями также приводятся в сопоставимый вид (выравниваются). В этих целях вводятся коэффициенты долевого участия по мощности (α_N) и по годовому отпуску электроэнергии (α_γ), которые определяются по следующим формулам:

$$\alpha_N = 1,03 N_{\text{ТЭЦ}} / N_{\text{КЭС}}; \alpha_\gamma = 1,02 \mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}} / \mathcal{E}_{\text{КЭС}},$$

где $N_{\text{ТЭЦ}}$, $N_{\text{КЭС}}$ — соответственно мощности ТЭЦ и КЭС; $\mathcal{E}_{\text{ТЭЦ}}$, $\mathcal{E}_{\text{КЭС}}$ — соответственно полезно отпущенная электроэнергия от ТЭЦ и КЭС; 1,02 и 1,03 — коэффициенты, учитывающие разницу в потерях мощности и электроэнергии на собственные нужды электростанций и в электрических сетях. В рассматриваемом примере $\alpha_N = 0,57$; $\alpha_\gamma = 0,55$.

В расчетах приняты нормы амортизационных отчислений (H_a) по тепловым сетям 5 % в год, по электрическим сетям — 2 % в год; доля эксплуатационных расходов ($\alpha_{\text{эк}}$) соответственно — 10 и 5 % в год. Удельные капитальные вложения в тепловые сети приняты для комбинированной схемы $\bar{k}_{\text{ТС}} = 39$ млн. руб/(ГДж/ч); для отдельной схемы энергоснабжения 28 млн. руб/(ГДж/ч). Мощность передающей электрической подстанции принята для Варианта 1 (ТЭЦ) $P = 500$ МВт (50 % мощности ТЭЦ, остальное передается по кабельным сетям); для Варианта 2 — 1020 МВт.

На основе приведенных исходных данных рассчитываются технико-экономические показатели электростанций, котельных, предприятий тепловых и электрических сетей сравниваемых вариантов (табл. 10.2). Расчеты проводятся по методике, изложенной в кн.1. Т.2.

На следующем этапе формируется развернутая по годам информация для проведения экономического выбора варианта энергоснабжения.

Пример распределения общих капиталовложений по годам приведен в табл. 10.3.

В целях приведения вариантов в сопоставимый вид началом строительства ТЭЦ является конец первого года. Это связано с различными сроками строительства ТЭЦ и КЭС. Строительство КЭС осуществляется в течение 6 лет, а ТЭЦ — 5 лет. Поэтому для покрытия одной и той же потребности можно начать строительство ТЭЦ на год позднее, т.е. задержать срок привлечения капиталовложений.

Для временных отрезков за нулевую отметку принят момент начала строительства, цифра 1 соответствует концу первого и началу второго годов и т.д.

В табл. 10.3 рассмотрен только период строительства. В последующие годы условно принято отсутствие капиталовложений.

Далее приводится период, в течение которого отдельные виды затрат носят переменный характер. За пределами этих периодов затраты остаются

Таблица 10.1

Исходные данные для сравнения вариантов комбинированной и раздельной схем энергоснабжения

Показатель	Комбинированная схема		Раздельная схема	
	ТЭЦ	ПК	КЭС	РК
Основное оборудование, шт. турбины	4хТ-250-240	—	6хК-300-240	2 котельных по 4хПТВМ-180
котлы	4хТГМП-314	5хПТВМ-180	6хТГМП-344	1 котельная 4хПТВМ-180 и 1хПТВМ-50
Электрическая мощность N_y , МВт	1000	—	1800	—
Максимум часовой тепловой нагрузки отопительных параметров $Q_{\text{ч}}$, ГДж/ч	5488	3770	—	9257
Часовой максимальный отбор пара от одной турбины $D_{\text{ч}}^{\text{т}}$, т/ч	590	—	—	—
Штатный коэффициент $n_{\text{шт}}$, чел/МВт, чел/(ГДж/ч)	0,72	0,017	0,7	0,018
Вид топлива	газ	газ	газ	газ
Цена топлива $C_{\text{т}}$, тыс. руб/тыс. нм ³	275	275	275	275
Район сооружения	Центр	Центр	Центр	Центр
Низшая теплота сгорания $Q_{\text{р}}^{\text{н}}$, ГДж/тыс.м ³	33,5	33,5	33,5	33,5
Коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды электростанций, %	5	—	3	—
Годовой отпуск теплоты $Q_{\text{г}}$, тыс. ГДж/год	23051,16	5278	0	28329,16
КПД котельных $\eta_{\text{к}}$, %	—	88,8	—	88,8
Средневзвешенная норма амортизации $H_{\text{а}}$, 1/год	0,035	0,04	0,035	0,04
Годовой фонд оплаты труда одного работника Φ , млн.руб/чел.год	16	14	16	14
Коэффициент прочих расходов $\alpha_{\text{пр}}$, доли	0,3	0,2	0,3	0,25
Коэффициент отчислений в ремонтный фонд $\beta_{\text{р}}$, 1/год	0,04	0,04	0,04	0,04

неизменными, т.е. составляют 100 % данных табл. 10.2 для любого следующего года расчетного периода.

Начиная со второго после начала строительства года, предусмотрен поэтапный ввод оборудования в эксплуатацию и освоение его мощности

Таблица 10.2

Расчет технико-экономических показателей для сравнения вариантов энергоснабжения

Показатель	Расчетная формула	Значение	
		Вариант 1	Вариант 2
Установленная мощность, МВт, электрическая: электростанций	N_y	1000	1800
то же с учетом долевого участия	$N_y^{\text{дол}} = \alpha_N N_y^{\text{КЭС}}$	1000	1030
тепловая, ГДж/ч: отборов теплоты котельных	$Q_{\text{ч}}^{\text{отб}}$ $Q_{\text{ч}}^{\text{к}}$	5488 3770	— 9257
Капитальные вложения, млн. руб., в том числе:	$K = K_{\text{с}}^{\text{л}} + K_{\text{к}} + K_{\text{тс}} + K_{\text{зс}}$	4014377	3456067
в электростанции	$K_{\text{с}} = [K_1 + K_{\text{n}}(n-1)]C_{\text{р}}C_{\text{т}}$	3026000	2966000
то же с учетом долевого участия $K_{\text{с}}^{\text{л}}$	$K_{\text{с}}^{\text{л}} = \alpha_N K_{\text{с}}$	3026000	—
в котельные	$K_{\text{к}} = [K_{2\text{к}} + K_{\text{n}}(n-2)]C_{\text{р}}$	—	1697211
в тепловые сети	$K_{\text{тс}} = k_{\text{тс}} Q_{\text{ч}} \Sigma$	256800	643100
в электрические сети	$K_{\text{зс}} = (K_{\text{н/ст}} P + K_{\text{л}} L) C_{\text{р}}$	361077	259196
Условно-постоянные издержки (без амортизации), млн.руб/год, в том числе:	$I^{\text{упост}} = I_{\text{с}}^{\text{упост}} + I_{\text{к}}^{\text{упост}} + I_{\text{тс}}' + I_{\text{зс}}'$	370500	856560
электростанций	$I_{\text{с}}^{\text{упост}} = (\beta_{\text{р}} K_{\text{с}} + \Phi N_y n_{\text{шт}})(1 + \alpha_{\text{пр}}) + \alpha_{\text{пр}} I_{\text{а}}^{\text{с}}$	274191	224712
то же с учетом долевого участия	$\alpha_N I_{\text{с}}^{\text{упост}}$	204101	199935
котельных	$I_{\text{к}}^{\text{упост}} = (\beta_{\text{р}} K_{\text{к}} + \Phi Q_{\text{ч}} n_{\text{шт}})(1 + \alpha_{\text{пр}}) + \alpha_{\text{пр}} I_{\text{а}}^{\text{к}}$	—	114462
по тепловым сетям	$I_{\text{тс}}' = (\alpha_{\text{зс}} - H_{\text{а}}/100) K_{\text{тс}}$	15458	41502
по электрическим сетям	$I_{\text{зс}}' = (\alpha_{\text{зс}} - H_{\text{а}}/100) K_{\text{зс}}$	36108	25920
Амортизация по всем объектам (с учетом долевого участия для КЭС), млн.руб/год	$I_{\text{а}} = \Sigma H_{\text{а}} K_i$	18525	42828
Затраты на топливо, млн.руб/год, в том числе:	$I_{\text{т}} = I_{\text{т}}^{\text{с}} + I_{\text{т}}^{\text{к}}$	141646	115217
электростанций	$I_{\text{т}}^{\text{с}} = (\alpha_{\text{т}} H_{\text{р}} + \gamma_{\text{тг}} D_{\text{гг}}^{\text{т}} + \gamma_{\text{тв}} D_{\text{гг}}^{\text{н}} + \beta_{\text{т}} \Sigma_{\text{гг}}) n_{\text{ц}} 29,3 / Q_{\text{р}}^{\text{н}}$	594501	753367
то же с учетом долевого участия	$\alpha_{\text{з}} I_{\text{т}}^{\text{КЭС}}$	544714	886489
котельных	$I_{\text{т}}^{\text{к}} = (Q_{\text{г}}^{\text{к}} C_{\text{т}}) / (Q_{\text{р}}^{\text{н}} \eta_{\text{к}} 0,98)$	—	486139
Всего издержек по вариантам, млн.руб/год	$I_{\text{общ}} = I_{\text{т}} + I_{\text{а}} + I^{\text{упост}}$	49787	267228
в том числе без амортизации	$I' = I_{\text{т}} + I^{\text{упост}}$	1010338	1093296
		868692	978079

с одновременным частичным производством электроэнергии и теплоты (табл. 10.4).

В период освоения производство продукции осуществляется при использовании введенной электрической или тепловой мощности.

В целях обеспечения сопоставимости вариантов по количеству произведенной продукции (при условии ее полной реализации) для варианта комбинированной схемы приняты числа часов использования установленной мощности (см. табл. 10.1): для первых четырех лет эксплуатации — снижены на 15 %, а для раздельной схемы энергоснабжения отпуск электрической и тепловой энергии приравнены к показателям комбинированной схемы.

Таблица 10.3

Распределение капитальных вложений по годам строительства

Год	Капиталовложения по годам строительства			
	Вариант 1		Вариант 2	
	%	млн. руб.	%	млн. руб.
0	0	0	10	345607
1	10	401438	15	518410
2	15	602157	35	1209623
3	35	1405032	25	864017
4	25	1003594	10	345607
5	15	602157	5	172803
Всего	100	4014378	100	3456067

Таблица 10.4

Ввод мощности в период освоения

Год	Электрическая и тепловая мощности, введенные в эксплуатацию							
	Вариант 1				Вариант 2			
	ТЭЦ		ПК		КЭС		РК	
	%	МВт	%	ГДж/ч	%	МВт	%	ГДж/ч
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	10	100	20	100	10	180	15	2314
3	40	400	50	400	20	360	50	4629
4	60	600	80	600	40	720	80	7406
5	80	800	100	800	60	1080	100	9257
6	100	1000	100	1000	80	1440	100	9257
7	100	1000	100	1000	100	1800	100	9257

Распределение отпуска энергетической продукции по годам освоения приведено в табл. 10.5. Достижение отпускаемой продукции 100 % соответствует режиму полной нормальной эксплуатации.

Условно-переменные издержки на энергетических объектах в основном определяются затратами на топливо и зависят от количества производимой энергии. Для каждого года освоения производства рассчитывается расход топлива и затраты на его приобретение аналогично табл. 10.2, т.е. по топливным характеристикам энергооборудования.

Результаты расчета топливных затрат для комбинированной и раздельной схем энергоснабжения приведены в табл. 10.6.

Таблица 10.5

Годовой объем отпускаемой продукции в натуральном выражении

Год	Вариант 1			Вариант 2	
	ТЭЦ		ПК	КЭС	РК
	Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	Отпуск теплоты из отборов, тыс. ГДж	Теплота из пиковых котлов, тыс. ГДж	Отпуск электроэнергии, млн. кВт·ч	Отпуск теплоты, тыс. ГДж
0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0
2	484,5	1959,35	897,26	484,5	2856,61
3	1938	7837,40	2243,15	1938	10080,55
4	2907	11756,09	3589,04	2907	15345,13
5	3876	15674,79	4486,3	3876	20161,09
6	4845	23051,16	5278	4845	28329,16
7	5700	23051,16	5278	5700	28329,16
8	5700	23051,16	5278	5700	28329,16

Таблица 10.6

Годовой расход и затраты на топливо

Год	Расход топлива, т/год, для схемы							
	Комбинированной			Затраты	Раздельной			Затраты
	ТЭЦ	ПК	Всего	млрд. руб.	КЭС	РК	Всего	млрд. руб.
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	429669	35189	464858	81,32	352439	112033	464471	81,25
3	941074	87973	1029048	180,01	817498	395346	1212844	212,16
4	1282011	140758	1422769	248,88	1127537	601816	1729353	302,51
5	1622948	175947	1798895	314,67	1437576	790692	2228268	389,78
6	2039712	206996	2246708	393,01	1747615	1111033	2858649	500,05
7	2264712	206996	2471708	432,36	2021179	1111033	3132213	547,90
8	2264712	206996	2471708	432,36	2021179	1111033	3132213	547,90

Таблица 10.7

Доля условно-постоянных издержек в период освоения от их значения в период нормальной эксплуатации, %

Год	Вариант 1				Вариант 2			
	ТЭЦ	ПК	ТС	ЛЭП	КЭС	РК	ТС	ЛЭП
0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	10	20	20	15	10	15	15	15
3	40	50	40	45	20	50	50	25
4	60	80	70	65	40	75	75	45
5	80	100	90	85	60	100	100	65
6	100	100	100	100	80	100	100	85
7	100	100	100	100	100	100	100	100

Таблица 10.8

Условно-постоянные издержки по вариантам (без амортизации), млрд. руб.

Год	Комбинированная схема					Раздельная схема				
	ТЭЦ	ПК	ТС	ЛЭП	Всего	КЭС	РК	ТС	ЛЭП	Всего
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	20,41	3,09	7,22	2,78	33,50	11,45	6,23	3,89	6,42	27,98
3	81,64	7,73	14,44	8,34	112,15	22,89	20,75	12,96	10,71	67,31
4	122,46	12,37	25,28	12,04	172,14	45,78	31,13	19,44	19,27	115,62
5	163,28	15,46	32,50	15,75	226,98	68,68	41,50	25,92	27,84	163,94
6	204,10	15,46	36,11	18,53	274,19	91,57	41,50	25,92	36,40	195,40
7	204,10	15,46	36,11	18,53	274,19	114,46	41,50	25,92	42,83	224,71
8	204,10	15,46	36,11	18,53	274,19	114,46	41,50	25,92	42,83	224,71

При определении годового расхода топлива на ТЭЦ расчет проведен по количеству производимой электроэнергии, включающей расход топлива на собственные нужды ТЭЦ. При расчете годового расхода топлива на КЭС с учетом долевого участия количество производимой электроэнергии на ТЭЦ умножается на коэффициент 1,02, учитывающий разницу в расходах электроэнергии на собственные нужды и потери в сетях.

Данные табл. 10.4, выраженные в процентах, используются для распределения по годам условно-постоянных издержек электростанций и котельных. Распределение условно-постоянных издержек тепловых и электрических сетей приводится в соответствии с вводом электрической и тепловой мощности энергоустановок (табл. 10.7).

Используя данные табл. 10.7 и 10.2, можно рассчитать стоимостные условно-постоянные издержки по годам освоения для каждого энергетического объекта и в целом по сравниваемым вариантам (табл. 10.8).

На основе исходной информации (см. табл. 10.1 — 10.8) рассчитываются стоимостные показатели по каждому варианту и показатели экономической эффективности.

Расчет показателей комбинированной схемы (Вариант 1)

Ввод основных средств предусмотрен поэтапно по одному энергоблоку в год, начиная с начала третьего года. Стоимость основных средств учитывается с момента ввода энергоблока в эксплуатацию в размере 1/4 общей суммы капиталовложений. Расчет амортизационных отчислений проведен по средневзвешенной норме (H_a^{cp}), для рассматриваемого примера (см. табл. 10.2):

$$H_a^{cp} = 141,72/4014,38 = 0,0353.$$

Ликвидационная стоимость принимается равной остаточной стоимости основных средств на конец расчетного периода. В свою очередь, расчетный период составляет 15 лет (общий нормативный период эксплуатации 32 года), так как учет дисконтированных показателей последующих лет мало влияет на конечный результат.

В табл. 10.9 приведены характеристики, связанные с динамикой стоимостных показателей основных средств.

Таблица 10.9

Распределение капиталовложений по годам строительства, ввод в эксплуатацию основных средств, расчет амортизационных отчислений и ликвидационной (остаточной) стоимости (комбинированная схема)

Год	Капиталовложения K_p , млрд. руб.	Основные средства K_6 , млрд. руб.	Амортизационные отчисления $I_{рам} = K_6 H_a^{cp}$, млрд. руб./год
0	0	0	0
1	401,44	0	0
2	602,16	1003,66	35,43
3	1405,03	2007,33	70,86
4	1003,59	3010,99	106,29
5	602,16	4014,38	141,72
6	0,00	4014,38	141,72
...			
14	0,00	4014,38	141,72
За период	4014,38	4014,38	1629,78

Таблица 10.10

Показатели хозяйственной деятельности комбинированной схемы энергоснабжения

Год	Объем реализованной продукции V_{pi} , млрд. руб/год			Издержки производства без амортизации I'_i , млрд. руб/год		
	Всего	электроэнергии $\mathcal{E}_o/U_3$	теплоты $Q_o/U_{тз}$	Всего	условно-постоянные	условно-переменные
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	160	97	63	145	33,50	112
3	609	388	222	360	112	248
4	919	581	338	514	172	342
5	1219	775	444	660	227	433
6	1592	969	623	815	274	540
7	1763	1140	623	869	274	595
...						
14	1763	1140	623	869	274	595
За период	18605	11930	6675	9443	3012	6431

Показатели годовых результатов (объемы реализации электроэнергии, теплоты, сопутствующей и побочной продукции) и ежегодных издержек производства электростанции, предприятий электрических и тепловых сетей комбинированной схемы приведены в табл. 10.10.

Расчеты проведены в постоянных ценах 1996 г. без учета инфляции. При расчете показателей использованы данные табл. 10.1, 10.5, 10.6, 10.8. Приняты тарифы на электроэнергию $U_3 = 200$ руб/кВт·ч и теплоту $U_{тз} = 22$ тыс. руб/ГДж.

При проведении расчетов показателей экономической эффективности вариантов энергоснабжения были приняты: норматив дисконтирования $E_{cp} = 0,1$, за среднюю норму дисконтирования E_{cp} — величина средней банковской ставки по кредитам без учета инфляции (реальная ставка). Ставка налога на прибыль составляет $C_T = 35\%$.

В примере использованы исходные данные табл. 10.1 — 10.8. Расчеты проведены в постоянных ценах.

Табл. 10.11 содержит результаты расчета показателей экономической эффективности по Варианту 1.

Основными показателями для выбора варианта схемы энергоснабжения считаются минимум дисконтированных затрат и максимум суммарного ЧДД, причем последний должен иметь положительное значение. Из табл. 10.11 суммарные дисконтированные затраты $\mathcal{Z}_{\Sigma} = 6577$ млрд. руб.; ЧДД имеет положительное значение и составляет $\mathcal{E}_{д1} = 222$ млрд. руб.

Таблица 10.11

Показатели эффективности комбинированной схемы энергоснабжения, млрд. руб.

Год	Дисконтированные суммарные затраты $\mathcal{Z}_{\Sigma} = \sum (I'_i + K_i - K_{лик}) \times (1 + E_{cp})^{-i}$	Балансовая прибыль $P_{бi} = V_{pi} - I'_i$	Налог на прибыль $H_{пр} = C_T P_{бi}$	Чистая прибыль $P_{чi} = P_{бi} - H_{пр}$	Поток платежей в постоянных ценах $\mathcal{E}_i = P_{чi} + I_{амi} + K_{ликi} - K_i$	Чистый дисконтированный доход $\mathcal{E}_{дi} = \sum \mathcal{E}_i (1 + E_{cp})^{-i}$
0	0	0	0	0	0	0
1	365	0	0	0	-401	-365
2	618	-21	0	-21	-593	-490
3	1326	179	63	116	-1243	-934
4	1037	298	104	194	-741	-506
5	783	417	146	271	-239	-148
6	460	636	223	413	505	285
7	446	753	263	489	581	298
8	405	753	263	489	581	271
9	368	753	263	489	581	247
10	335	753	263	489	581	224
11	304	753	263	489	581	204
12	277	753	263	489	581	185
13	252	753	263	489	581	168
14	-399	753	263	489	2966	781
За период	6577	7532	2644	4889	4326	222

Расчет показателей раздельной схемы (Вариант 2)

Ввод основных средств предусмотрен поэтапно по одному энергоблоку в год, начиная с начала третьего года. Стоимость основных средств учитывается с момента ввода энергоблока в эксплуатацию в размере 1/6 общей суммы капиталовложений. Расчет амортизационных отчислений проведен по средневзвешенной норме (H_a^{cp}), для рассматриваемого варианта (см. табл. 10.2) $H_a^{cp} = 115,217/3456,06 = 0,0333$. Остальные положения, использованные для комбинированной схемы, справедливы и для раздельного варианта энергоснабжения (табл. 10.12 — 10.14).

Таблица 10.12

Распределение капиталовложений по годам строительства, ввод в эксплуатацию основных средств, расчет амортизационных отчислений и ликвидационной (остаточной) стоимости (раздельная схема)

Год	Капитальные вложения K_i , млрд. руб.	Основные средства K_6 , млрд. руб.	Амортизационные отчисления $I_{ам i} = K_6 H_a^{cp}$, млрд. руб/год
0	345,6	0	0
1	518,4	0	0
2	1210	576	19,18
3	864	1152	38,36
4	345,6	1728	57,54
5	172,8	2304	76,72
6	0	2880	95,91
7	0	3456	115,1
⋮			
14*	0	3456	115,1
За период	3456	3456	1208

* Ликвидационная стоимость $K_L = 2248$ млрд. руб.

Таблица 10.13

Показатели хозяйственной деятельности раздельной схемы энергоснабжения, млрд. руб/год

Год	Объем реализованной продукции V_{pi} , млрд. руб/год			Издержки производства без амортизации I'_i , млрд. руб/год		
	Всего	электроэнергии, $\Delta_{от} U_3$	теплоты, $Q_{от} U_{т3}$	Всего	условно-постоянные	условно-переменные
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	160	97	63	140	28	112
3	609	388	222	359	67	292
4	919	581	338	532	116	416
5	1219	775	444	700	164	536
6	1592	969	623	883	195	688
7	1763	1140	623	978	225	753
⋮						
14	1763	1140	623	978	225	753
За период	18605	11930	6675	10438	2368	8070

Таблица 10.14

Показатели эффективности раздельной схемы энергоснабжения, млрд.руб.

Год	Дисконтированные суммарные затраты $Z_{\Sigma} = \Sigma(I_i + K_i - K_{лик i}) \times (1 + E_{cp})^{-i}$	Балансовая прибыль $\Pi_{6i} = V_{pi} - I_i$	Налог на прибыль $H_{пр} = C_{т} \Pi_{6i}$	Чистая прибыль $\Pi_{чi} = \Pi_{6i} - H_{пр}$	Поток платежей $\Delta_i = \Pi_{чi} + I_{ам i} + K_{лик i} - K_i$	Чистый дисконтированный доход $\Delta_d = \Sigma \Delta_i (1 + E_{cp})^{-i}$
0	346	0	0	0	-346	-346
1	471	0	0	0	-518	-471
2	1115	20	7	13	-1197	-989
3	919	250	88	163	-701	-527
4	599	387	136	252	-94	-64
5	542	519	182	337	164	102
6	498	709	248	461	461	260
7	502	785	275	510	510	262
8	456	785	275	510	510	238
9	415	785	275	510	510	216
10	377	785	275	510	510	197
11	343	785	275	510	510	179
12	312	785	275	510	510	163
13	283	785	275	510	510	148
14	-334	785	275	510	2758	726
За период	6844	8167	2859	5309	4100	94

Из табл. 10.14 видно, что суммарные дисконтированные затраты $Z_{\Sigma 1} = 6844$ млрд. руб.; ЧДД имеет положительное значение и составляет $\Delta_{д1} = 94$ млрд. руб.

Из сравнения табл. 10.11 и 10.14 следует, что минимальные затраты будут при использовании комбинированной схемы энергоснабжения; ЧДД по первому варианту так же имеет более высокое значение.

Таким образом, по совокупности показателей выбран для дальнейшего анализа Вариант 1 — комбинированная схема энергоснабжения. Сокращение сроков строительства привело к возможности более позднего привлечения капитала, что существенным образом сказалось на экономических показателях. При более быстром росте цен на топливо по сравнению со стоимостью строительства комбинированная схема будет иметь еще более значительное преимущество.

10.8. ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫБРАННОГО ВАРИАНТА

Оценка финансово-экономической эффективности инвестиций состоит в исследовании доходности собственного капитала, возможности возврата заемного капитала с процентами, достаточности привлекаемых финансовых ресурсов для инвестирования строительства и ведения хозяйственной деятельности, предполагаемого уровня прибыли предприятия и т.д.

Пример оценки финансовой эффективности инвестиций проводится для выбранного варианта — комбинированной схемы энергоснабжения, т.е. для проекта строительства ТЭЦ. Дополнительная исходная информация представлена в табл. 10.15.

Для проведения оценки финансовой эффективности и анализа реализуемости проекта формируется информация по годам расчетного периода, связанная с источниками финансирования.

В примере рассмотрен один из возможных вариантов финансирования, когда привлекается 30 % заемного капитала ($K_{зк}$) и 70 % требуемых инвестиций покрывается за счет собственных источников, путем выпуска и распространения акций, т.е. акционерного капитала (K_a). Примерная схема финансирования по годам строительства приведена в табл. 10.16.

За нулевой период времени принят момент инвестирования средств на строительство ТЭЦ.

Заемный капитал погашается частями, начиная с года полной эксплуатации (пятого года) ТЭЦ в течение трех лет. Суммы погашения кредита

Таблица 10.15

Исходные данные для оценки финансовой эффективности инвестиций в ТЭЦ

Показатель	Обозначение	Единица измерения	Значение
Тариф на электроэнергию	$C_э$	руб/кВт·ч	200
Тариф на теплоту	$C_{тэ}$	тыс.руб/ГДж	22
Ставка налога на прибыль	$C_т$	%	35
Проценты по кредитам	$r_{кр} = E_{зк}$	%	8
Доходимость по ценным бумагам	E_a	%	12
Доля акционерного капитала	α_c	%	70
Доля заемного капитала	$\alpha_з$	%	30
Норматив дисконтирования	$E_{ср} = \alpha_c E_a + \alpha_з E_{зк}$	%	10,8
Доля стоимости производственных запасов от стоимости основных средств	$\beta_{пз}$	доля от $K_{ос}$	0,02
Дебиторская задолженность в процентах от объема реализации	$\beta_{деб}$	% от V_p	5
Кредиторская задолженность в процентах от стоимости производственных запасов	$\beta_{кп}$	% от $K_{зап}$	100
Дивиденды акционерам	r_d	% от K_a	6

Таблица 10.16

Схема финансирования строительства ТЭЦ

Год (период)	Капиталовложения (инвестиции) в строительство ТЭЦ K_i		Финансирование			
			Собственный (акционерный) капитал K_a		Заемный капитал $K_{зк}$	
	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.	%	млрд. руб.
0	10	401	10	401	0	0
1	15	602	15	602	0	0
2	35	1405	35	1405	0	0
3	25	1004	10	401	15	602
4	15	602	0	0	15	602
5	0	0	0	0	0	0
Всего	100	4014	70	2810	30	1204

Таблица 10.17

Погашение кредита с процентами, млрд. руб.

Год	Привлечение заемного капитала $K_{зк i}$	Погашение (возврат) заемного капитала $K_{кр i}$	Остаток непогашенного долга по кредитам $\Delta K_{зк i} = \sum K_{зк i} - \sum K_{кр i}$	Причитающаяся к уплате сумма процентов по кредитам $K_{проц i} = r_{кр} \Delta K_{зк i}$
2	0	0	0	0
3	602,16	0	602,16	48,17
4	602,16	0	1204,31	96,35
5	0	401	1204,31	96,35
6	0	401	803,31	64,27
7	0	402,31	402,31	32,19
8	0	0	0	0
Всего	1204,31	1204,31	—	337,31

и процентов приняты в соответствии с табл. 10.17. Для погашения задолженности по кредитам для каждого года следует проверить достаточность размера чистой прибыли (см. табл. 10.14).

При составлении табл. 10.17 принято, что кредит на строительство ТЭЦ получают в банке в начале года, а возврат кредита происходит в конце периода (года).

За пользование кредитом ТЭЦ уплачивает банку процент в размере 8 % годовых на остаток невозмещенного кредита. Проценты приняты без учета

инфляции (реальные). В данном случае рассматривается простой процент. Однако может быть рассмотрена и схема уплаты сложных процентов. Расчет сложных процентов выполняется по формуле

$$K_{\text{проц } t} = (\Sigma K_{\text{зк } t} - \Sigma K_{\text{кр } t})(r_{\text{кр}} + 1)^{t-\tau},$$

где τ — начальный срок выплаты процентов за кредит по договору с банком.

Потребность в оборотном капитале зависит от продолжительности производственного цикла, требуемых производственных запасов, сложившейся практики оплаты счетов поставщиков и потребителей (дебиторская и кредиторская задолженности) и т.д. В примере приняты условные исходные данные по структуре и соотношениям оборотных средств на ТЭЦ с другими технико-экономическими показателями. Эти данные могут использоваться только для учебных расчетов.

В соответствии с принятыми исходными данными (см. табл. 10.15) планируются оборотные средства предприятия и определяется их прирост. Результаты расчета актива оборотных средств представлены в табл. 10.18.

Разность между текущими активами и краткосрочной кредиторской задолженностью составляет чистый оборотный капитал предприятия. Учет прироста чистого оборотного капитала необходим для анализа достаточности денежных средств предприятия для ведения производственно-хозяйственной деятельности, а так же оценки эффективности инвестиций, так как его покрытие требует привлечения дополнительных денежных средств. Расчет прироста чистого оборотного капитала представлен в табл. 10.19.

Анализ финансовых показателей следует начинать с проверки положительного сальдо денежной наличности. В этих целях рассчитываются притоки и оттоки наличности, выраженные в виде денежных потоков. Реально

Таблица 10.18

Планирование минимального размера оборотных активов, млрд. руб.

Год	Производственные запасы $K_{\text{зап}} = \beta_{\text{пз}} K_{\text{ос}}$	Дебиторская задолженность $K_{\text{деб}} = \beta_{\text{деб}} V_p$	Сумма минимально необходимых оборотных активов $K_{\text{та}}^{\text{м}} = K_{\text{зап}} + K_{\text{деб}}$	Минимальный прирост оборотных активов $\Delta K_{\text{та}} = K_{\text{та}}^{\text{м}} - K_{\text{та}}^{\text{м}}(t-1)$
0	0	0	0	0
1	20,07	7,99	28,06	28,06
2	40,14	30,47	70,61	42,55
3	60,22	45,95	106,17	35,55
4	80,29	60,94	141,22	35,06
5	80,29	79,61	159,90	18,67
6	80,29	88,16	168,45	8,55
7	80,29	88,16	168,45	0

Таблица 10.19

Прирост чистого оборотного капитала, млрд. руб.

Год	Текущие (краткосрочные) пассивы $K_{\text{тп}} = \beta_{\text{кп}} K_{\text{зап}}$	Прирост текущих пассивов $\Delta K_{\text{тп}} = K_{\text{тп } t} - K_{\text{тп } (t-1)}$	Прирост текущих активов $\Delta K_{\text{та}}$	Прирост чистого оборотного капитала $\Delta K_{\text{об}} = \Delta K_{\text{та}} - \Delta K_{\text{тп}}$
0	0	0	0	0
1	20,07	20,07	28,06	7,99
2	40,14	20,07	42,55	22,48
3	60,22	20,07	35,55	15,48
4	80,29	20,07	35,06	14,99
5	80,29	0	18,67	18,67
6	80,29	0	8,55	8,55
7	80,29	0	0	0

они могут иметь вещественную форму (запасы топлива, материалы, основные средства и т.д.). Если сальдо принимает отрицательное значение, то следует либо привлечь для покрытия недостатка средств краткосрочный банковский кредит, либо пересмотреть и передвинуть на более поздние сроки погашение задолженности по кредитам или процентам, вплоть до отказа от привлечения заемного капитала, либо рассмотреть возможности повышения тарифов на электрическую и тепловую энергию. Прежде чем приступить к последующему анализу, схема финансирования должна обеспечивать по всем годам расчетного периода превышение притока над оттоком средств. Пример расчета потоков денежной наличности для ТЭЦ приведен в табл. 10.20. Денежная наличность имеет положительное сальдо на протяжении всего расчетного периода. Последняя строка этой таблицы характеризует накопление денежной наличности. Эти данные используются для составления балансового отчета.

Отчет о прибыли (табл. 10.21) необходим для анализа рентабельности предприятия и показывает возможности выплаты дивидендов акционерам, позволяет рассчитать накопленную нераспределенную прибыль, увеличивающую собственный капитал предприятия. Последняя строка этой таблицы используется при составлении балансового отчета. Для составления отчета о прибыли использованы данные табл. 10.9—10.11.

Перспективный баланс производственно-хозяйственной деятельности ТЭЦ (табл. 10.22) служит для проверки правильности проведенных расчетов и характеризует источники средств предприятия и направления их использования. Должно выполняться равенство между суммами актива и пассива баланса по всем годам расчетного периода. Все строки баланса рассчитываются нарастающим итогом на основе данных табл. 10.15—10.21.

Таблица 10.20

Движение денежных средств энергетического объекта, млрд. руб.

Показатель	Обозначение	Период (год)									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Увеличение акционерного капитала	K_a	0	401	602	1405	401	0	0	0	0	
Увеличение долгосрочных пассивов	$K_{зк}$	0	0	0	0	602	602	0	0	0	
Выручка от реализации	$V_{рл}$	0	160	609	919	1219	1592	1763	1763	1763	
Увеличение краткосрочных пассивов	$\Delta K_{тп}$	0	2	20	20	20	0	0	0	0	
Итого приток	$P_{прит}$	401	782	2034	1943	1841	1592	1763	1763	1763	
Капиталовложения	K	401	602	1405	1004	602	0	0	0	0	
Издержки без амортизации	I'	0	145	360	514	660	815	869	869	869	
Прирост текущих активов	$\Delta K_{та}$	0	28	43	36	35	19	9	0	0	
Выплаты по кредитам	$K_{кр}$	—	—	—	—	—	401	401	402	0	
Выплаты процентов по кредитам	$K_{проц}$	—	—	—	48	96	96	64	32	0	
Налог на прибыль	$H = C_{т} P_{б}$	0	0	63	104	146	223	263	263	263	
Дивиденды	$D = r_{д} K_a$	—	—	—	—	—	—	—	—	241	
Итого отток	$P_{отт}$	401	776	1870	1706	1539	1553	1606	1567	1373	
Денежная наличность	$P_{прит} - P_{отт}$	0	6	165	237	302	39	157	197	390	
То же нарастающим итогом	$K_{ден}$	0	6	171	408	709	748	906	1102	1492	

Обозначения и расчетные формулы приведены непосредственно в обобщающих и вспомогательных таблицах.

По данным баланса анализируется платежеспособность и финансовая устойчивость ТЭЦ. Этот анализ проводится с использованием коэффициентов финансовой оценки, которые рассчитываются для периода строительства и освоения производства и для года нормальной полной эксплуатации после погашения задолженности по кредитам и процентам по ним. При проведении расчетов в постоянных ценах показатели для всех последующих лет остаются неизменными. Рекомендуются на данном этапе проанализировать следующие показатели:

рентабельность:
акционерного капитала,

Таблица 10.21

Отчет о прибыли, млрд. руб.

Показатель	Обозначение	Период (год)									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	
Стоимость реализации	V_p	0	160	609	919	1219	1592	1763	1763	1763	
Общие производственные издержки, в т.ч:	$I_{об} = I_a + I'$	0	181	431	621	801	956	1010	1010	1010	
амортизационные	I_a	0	35	71	106	142	142	142	142	142	
остальные условно-постоянные и топливные	I'	0	145	360	514	660	815	869	869	869	
Балансовая прибыль,	$P_б = V_p - I_{об}$	—	— 21	179	298	417	636	753	753	753	
Налог на прибыль	$H = C_1 P_б$	—	0	63	104	146	223	263	263	263	
Чистая прибыль к распределению	$P_ч = P_б - H$	—	— 21	116	194	271	413	489	489	489	
Проценты за пользование кредитом	$K_{проц}$	0	0	0	48	96	96	64	32	0	
Дивиденды	$D = r_d K_a$	0	0	0	0	0	0	0	0	241	
Нераспределенная чистая прибыль	$P_ч - D - K_{проц}$	—	— 21	116	146	175	317	425	457	248	
То же нарастающим итогом	$P_{нер}$	—	— 21	95	241	416	733	1158	1615	1864	

продукции;
оборачиваемость:
акционерного капитала,
чистого оборотного капитала;
коэффициент:
платежеспособности,
автономии (финансовой устойчивости),
соотношения заемных и собственных средств.

Финансово-экономическая эффективность акционерного капитала рассчитывается по формуле потока платежей и поступлений

$$\mathcal{E}_t^a = V_{рл} - I'_t - H_t - \Delta K_{обл} - K_{ат} - K_{крл} - K_{проц} + K_{ликв}$$

Таблица 10.22

Балансовый отчет, млрд. руб.

Показатель	Период (год)									
	Обозначение	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Актив										
I. Внеоборотные активы										
Основные средства:										
балансовая стоимость	K_{oc}	0	1004	2007	3011	4014	4014	4014	4014	4014
начисленная амортизация	$I_{ам\Sigma}$	0	35	106	213	354	496	638	779	921
остаточная стоимость	$K_{ост}$	0	968	1901	2798	3660	3518	3377	3235	3093
Незавершенные капитальные вложения	$K_{нез} = K_t - K_{oc}$	401	0	401	401	0	0	0	0	0
Итого по разделу I	$K_{па} = K_{ост} + K_{нез}$	401	968	2302	3200	3660	3518	3377	3235	3093
II. Оборотные активы										
Производственные запасы	$K_{зап}$	0	20	40	60	80	80	80	80	80
Дебиторская задолженность	$K_{деб}$	0	8	30	46	61	80	88	88	88
Денежные средства	$K_{ден}$	0	6	171	408	709	748	906	1102	1492
Итого по разделу II	$K_{та}$	0	35	242	514	851	908	1074	1271	1661
III. Убытки										
Баланс	$У$		21							
	C_a	401	1024	2544	3713	4511	4427	4451	4506	4754
Пассив										
IV. Капитал и резервы										
Акционерный капитал	K_a	401	1004	2409	2810	2810	2810	2810	2810	2810
Нераспределенная прибыль	$П_{нер}$	0	0	95	241	416	733	1158	1615	1864
Итого собственных средств по разделу IV	K_c	401	1004	2504	3051	3226	3543	3968	4425	4674
V. Долгосрочные пассивы										
Непогашенный долгосрочный кредит	$\Delta K_{зк}$	0	0	0	602	1204	803	402	0	0
Итого по разделу V	$K_{дл}$	0	0	0	602	1204	803	402	0	0
VI. Краткосрочные пассивы										
Краткосрочные кредиты банков										
Кредиторская задолженность	$K_{кз}$	0	20	40	60	80	80	80	80	80
Итого по разделу VI	$K_{кп}$	0	20	40	60	80	80	80	80	80
Баланс	C_n	401	1024	2544	3713	4511	4427	4451	4506	4754

где $K_{a,t}$ — акционерный капитал, привлеченный в год t ; $K_{кр,t}$ — погашение (возврат) кредита в год t ; $K_{проц,t}$ — проценты за пользование кредитом, выплачиваемые в год t ; $\Delta K_{об,t}$ — прирост чистого оборотного капитала в год t .

Дисконтированием потока платежей по годам и суммированием его за расчетный период определяется ЧДД на акционерный капитал

$$\mathcal{E}_d^a = \sum_1^{T_p} \mathcal{E}_t^a (1 + E_{cp})^{-t},$$

где T_p — расчетный период, принимаемый равным сроку службы. Для ТЭЦ $T_p = 30$ годам; $E_{cp} = 10,8\%$ — средний норматив дисконтирования, определенный, исходя из соотношения долей и доходности источников финансирования (см. табл. 10.15).

Внутренняя норма доходности акционерного капитала ($E_{вн}$) определяется нахождением нормы дисконта, при которой $\mathcal{E}_d^a = 0$ (рис. 10.1). Доходность собственного (акционерного) капитала должна превышать E_a — доходность вложения в ценные бумаги других предприятий. При выполнении условия $E_{вн} > E_a$ обеспечивается более высокий уровень процента доходности с рубля, вложенного в данный проект капитала, по сравнению с альтернативным вложением средств. Если $\mathcal{E}_d^a > 0$, то предприятие вернет свой вложенный капитал, получит проценты на суммы будущих поступлений денег в размере средней нормы дисконта и получит доход, который может быть направлен полностью или частично на выплату дивидендов или на реинвестирование.

Для характеристики заемного капитала рассчитывается срок возможного возврата кредита с процентами ($T_{кр}$) при условии, что все свободные денежные средства (накопленная чистая прибыль и начисленная амортизация) будут направлены на эти цели.

В табл. 10.23 представлены данные для оценки показателей финансово-экономической эффективности проекта ТЭЦ.

По данным табл. 10.23 ЧДД на акционерный капитал составляет 914 млрд. руб. за расчетный период 30 лет. Дисконтированный срок окупаемости акционерного капитала $T_{ок}^a = 15,6$ года, что ниже $T_p = 30$ годам.

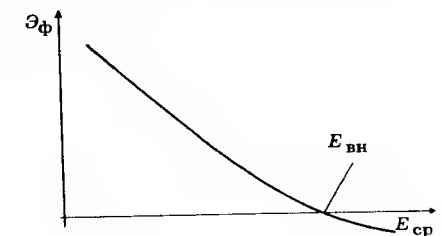


Рис. 10.1. Определение внутренней нормы доходности

Таблица 10.23

К оценке финансовой эффективности проекта ТЭЦ, млрд. руб.

Год	Поток платежей для акционерного капитала $\mathcal{E}_r^a$	ЧДД для акционерного капитала $\mathcal{E}_{дл}^a$	ЧДД нарастающим итогом $\Sigma \mathcal{E}_{дл}^a$	Годовые амортизационные отчисления $I_{ам}$	Чистая прибыль $\Pi_{чл}$	Свободные денежные средства $\Pi_{чл} + I_{ам}$	Накопленные свободные денежные средства $\Sigma(\Pi_{чл} + I_{ам})$
0	-401	-401	-401	0	0	0	0
1	-596	-538	-939	35	-21	14	14
2	-1240	-1010	-1949	71	116	187	202
3	-165	-121	-2071	106	194	300	502
4	302	200	-1871	142	271	413	915
5	39	23	-1847	142	413	555	1470
6	157	85	-1762	142	489	631	2101
7	197	96	-1666	142	489	631	2732
8	631	278	-1388	142	489	631	3363
9	631	251	-1138	142	489	631	3994
10	631	226	-911	142	489	631	4625
11	631	204	-707	142	489	631	5256
12	631	184	-523	142	489	631	5887
13	631	166	-357	142	489	631	6518
14	631	150	-206	142	489	631	7149
15	631	136	-71	142	489	631	7780
16	631	122	51	142	489	631	8411
17	631	110	162	142	489	631	9043
18	631	100	261	142	489	631	9674
19	631	90	351	142	489	631	10305
20	631	81	433	142	489	631	10936
21	631	73	506	142	489	631	11567
22	631	66	572	142	489	631	12198
23	631	60	632	142	489	631	12829
24	631	54	685	142	489	631	13460
25	631	49	734	142	489	631	14091
26	631	44	778	142	489	631	14722
27	631	40	817	142	489	631	15353
28	631	36	853	142	489	631	15984
29	631	32	885	142	489	631	16615
30	631	29	914	117	489	606	17222
Всего	12806	914	—	4014	13208	17222	—

Внутренняя норма рентабельности $E_{вн} = 14,37\%$ (см. рис. 10.1), что превышает доходность по альтернативному вложению акционерного капитала $E_a = 12\%$. Таким образом, инвестирование акционерного капитала является выгодным.

Минимально-возможный срок полного возврата кредита с процентами ($1204 + 337 = 1541$ млрд. руб.) составляет $T_v = 5,1$ года, что не превышает сроков возврата по договору с банком. Предприятие располагает запасом денежных средств и в полной мере может вернуть долги. Таким образом, принятая схема инвестирования приемлема с экономической и финансовой точек зрения.

10.9. СПЕЦИФИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АБСОЛЮТНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В РЕКОНСТРУКЦИЮ

Пример определения показателей абсолютной эффективности инвестиций в ремонт

Принятию решения о переводе имеющихся базовых ТЭС в маневренный режим работы должны предшествовать технико-экономические расчеты, обосновывающие в конкретных условиях функционирования энергосистемы достижение максимального эффекта или минимума дисконтированных затрат от будущей хозяйственной деятельности энергоуправления в целом.

Пусть в некоторой энергосистеме имеется суммарная установленная электрическая мощность N_1 , МВт, при числе часов использования установленной мощности h_1 . В связи с дефицитом маневренных мощностей часть электростанций в энергосистеме, запроектированных для работы в базовом режиме, вынуждены снижать выработку электроэнергии в часы ночного провала графика электрических нагрузок. Поэтому намечается реконструкция одной из ТЭС с целью перевода ее в маневренный режим работы с соответствующими дополнительными затратами ΔK .

В этом случае в энергосистеме появляется возможность догрузки существующих более экономичных, чем реконструируемая ТЭС, электростанций с увеличением числа часов использования установленной мощности до h_2 .

В результате имеем прирост прибыли в целом по энергосистеме

$$\Delta \Pi_{эс} = N_{эс} [h_2^{эс} S_2^{эс} (1 - \mathcal{E}_{сн2}^{эс}) - h_1^{эс} S_1^{эс} (1 - \mathcal{E}_{сн1}^{эс})] - N_{рек} [h_1^{рек} S_1^{рек} (1 - \mathcal{E}_{сн1}^{рек}) - h_2^{рек} S_2^{рек} (1 - \mathcal{E}_{сн2}^{рек})].$$

Здесь $N_{рек}$ — установленная мощность реконструируемой ТЭС; $N_{эс}$ — установленная мощность наиболее экономичных ТЭС энергосистемы, на которых увеличивается отпуск электроэнергии в результате реконструкции рассматриваемой ТЭС; $h_1^{рек}$, $h_2^{рек}$, $h_1^{эс}$, $h_2^{эс}$ — число часов использования уста-

новленной мощности соответственно реконструируемой и наиболее экономичных ТЭС до (индекс 1) и после (индекс 2) перевода ТЭС в маневренный режим; $S_1^{\text{рек}}$, $S_2^{\text{рек}}$, $S_1^{\text{эс}}$, $S_2^{\text{эс}}$ — себестоимость электроэнергии соответственно по реконструируемой и наиболее экономичных электростанций в энергосистеме до (1) и после (2) перевода ТЭС в маневренный режим; $\mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{рек}}$, $\mathcal{E}_{\text{сн2}}^{\text{рек}}$, $\mathcal{E}_{\text{сн1}}^{\text{эс}}$, $\mathcal{E}_{\text{сн2}}^{\text{эс}}$ — собственные нужды соответственно по реконструируемой и наиболее экономичным электростанциям энергосистемы до (1) и после (2) перевода рассматриваемой ТЭС в маневренный режим.

Следует отметить, что доля прибыли в энергосистеме за счет отпуска электроэнергии от рассматриваемой электростанции уменьшится по нескольким причинам:

снижения объема отпускаемой энергии;

увеличения себестоимости 1 кВт·ч как из-за роста топливной составляющей, обусловленной снижением тепловой экономичности, так и возрастания удельных условно-постоянных затрат по отношению к уменьшенному объему отпуска электроэнергии.

В энергосистеме на других электростанциях, наоборот, будет наблюдаться увеличение отпуска энергии со снижением себестоимости производства электроэнергии в результате более полной загрузки оборудования.

При положительном значении $\Delta\mathcal{P}_{\text{эс}}$ при ограничении прибылей энергосистема может снизить тариф на потребляемую энергию максимально на величину

$$\Delta\mathcal{C} = \Delta\mathcal{P} / \mathcal{E}_{\text{потр}}$$

где $\mathcal{E}_{\text{потр}}$ — полный полезный отпуск электроэнергии потребителям в энергосистеме.

Ниже рассмотрены примеры, иллюстрирующие методику оценки экономической эффективности при проведении реконструкции электростанций.

Пример расчета экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ГРЭС с целью перевода ее в маневренный режим эксплуатации

В территориальной энергетической системе на одной из малоэкономичных ГРЭС установленной мощностью 70 МВт намечается реконструкция, связанная с необходимостью перевода ее в пиковый режим работы, что позволит на более экономичных электростанциях в этой энергосистеме суммарной мощностью 500 МВт увеличить среднегодовую загрузку с улучшением тепловой экономичности и надежности эксплуатации.

Все расчеты ведутся условно на уровне цен и стоимостных показателей 1991 г.; исходные данные представлены в табл. 10.24.

Таблица 10.24

Основные технико-экономические показатели реконструируемой и догружаемых электростанций в территориальной энергосистеме до и после проведения реконструкции

Показатель	До реконструкции		После реконструкции	
	Реконструируемая ГРЭС	Догружаемые ГРЭС	Реконструируемая ГРЭС	Догружаемые ГРЭС
Установленная мощность электростанций $N_{\text{э}}$, МВт	70	500	70	500
Число часов использования установленной мощности $h_{\text{у}}$, ч/год	5500	5500	1000	6110
Расход электроэнергии на собственные нужды $\mathcal{E}_{\text{сн}}$, %	7	4	7	4
Отпуск электроэнергии $\mathcal{E}$, млн. кВт·ч	358	2640	65	2933
Годовые эксплуатационные затраты И, млн. руб/год	10,74	73,92	5,95	77,43
Себестоимость электроэнергии $S_{\text{э}}$, коп/кВт·ч, в том числе:	3,0	2,8	9,16	2,64
топливная составляющая $S_{\text{т}}$	1,80	1,55	1,90	1,52
условно-постоянная составляющая $S_{\text{п}}$	1,20	1,25	7,26	1,12

Суммарный объем инвестиций в проведение реконструкции ГРЭС

$$K_{\text{р}} = 3,25 \text{ млн. руб.}^*$$

Рассмотрим экономическую эффективность капитальных вложений в реконструкцию ГРЭС, если реконструируемая ГРЭС, как и догружаемые ГРЭС, представляет собой производственную единицу в составе одного АО-энерго.

В указанной ситуации при неизменном объеме реализации электроэнергии АО-энерго в сети РАО до и после проведения реконструкции прирост прибыли, очевидно, будет равен суммарному снижению эксплуатационных издержек после проведения реконструкции:

$$\begin{aligned} \Delta\mathcal{P} &= (I_{\text{р1}} + I_{\text{д1}}) - (I_{\text{р2}} + I_{\text{д2}}) = \\ &= (10,74 + 73,92) - (5,95 + 77,43) = 1,28 \text{ млн. руб/год.} \end{aligned}$$

Рентабельность инвестиций при этом составит

$$R_{\text{р}} = \Delta\mathcal{P} / K_{\text{р}} \cdot 100 = 1,28 / 3,25 \cdot 100 = 39,4 \%$$

* Далее в формулах при буквенных обозначениях верхние индексы «р», «д» и «РАО» относятся соответственно к реконструируемой ГРЭС, догружаемым ГРЭС в АО-энерго, и электростанциям РАО «ЕЭС России». Нижние индексы «1», «2» соответственно к показателям до и после проведения реконструкции ГРЭС.

То же с учетом остающихся в распоряжении предприятия амортизационных отчислений:

$$R_p = (\Delta P + \Delta I_a) / K_p \cdot 100 = (1,28 + 0,04 \cdot 3,25) / 3,25 \cdot 100 = 43,4 \%,$$

где ΔI_a — прирост эксплуатационных издержек на амортизацию за счет роста стоимости основных фондов АО-энерго в результате реконструкции ($\Delta I_{ам} = K_p H_a$); H_a — средняя норма амортизационных отчислений (принята 0,04).

Что касается РАО, в сети которой поступает электроэнергия от АО-энерго, то для него прирост прибыли будет равен нулю, поскольку после реконструкции не изменяются ни годовой объем закупаемой электроэнергии, ни тариф на нее, и режим поступления энергии в годовом разрезе остается прежним, т.е.

$$\Delta P_{РАО} = 0.$$

Пример расчета экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ГРЭС с целью улучшения технико-экономических показателей эксплуатации и продления срока службы

Рассматривается вопрос об эффективности реконструкции ГРЭС с физически и морально устаревшим основным оборудованием.

Сравниваются два альтернативных варианта: 1 — частичная реконструкция ГРЭС с продлением срока службы и последующим новым строительством ПГУ-КЭС; 2 — полный демонтаж ГРЭС и осуществление сразу нового строительства ПГУ-КЭС.

В качестве реконструируемой электростанции принята ГРЭС установленной мощностью 120 МВт. Увеличение срока службы электростанции в результате реконструкции рассчитано на 10 лет.

В альтернативном варианте реконструкции предлагается сооружение на той же площадке в новом главном корпусе парогазовой КЭС установленной электрической мощностью 118 МВт.

Основные технико-экономические показатели сравниваемых вариантов реконструируемой ГРЭС и вновь строящейся ПГУ-КЭС сведены в табл. 10.25.

Поскольку оборудование ПГУ-КЭС характеризуется высокой тепловой экономичностью, его загрузка в годовом разрезе принята более высокой в сравнении с загрузкой реконструируемой ГРЭС.

По окончании расчетного срока службы ГРЭС после реконструкции оборудование демонтируется и устанавливается новое оборудование, аналогичное оборудованию в варианте нового строительства ПГУ-КЭС.

Учитывая избыточность рассматриваемой энергетической системы, дополнительный отпуск электроэнергии в варианте нового строительства за счет увеличенного числа часов использования установленной мощности

Таблица 10.25

Основные технико-экономические показатели реконструируемой ГРЭС и вновь строящейся ПГУ-КЭС

Показатель	Вариант 1		Вариант 2
	КЭС	ПГУ-КЭС	ПГУ-КЭС
Годы расчетного периода:			
начала строительства	1	10	1
начала эксплуатации	2	11	2
конца эксплуатации в пределах расчетного периода	10	28	28
Установленная электрическая мощность энергообъектов N_y , МВт	120	118	118
Число часов использования установленной мощности h_y , ч/год	5500	7500	7500
Расход электроэнергии на собственные нужды $\alpha_{сн}$, %	6	2,5	2,5
Годовой отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_r$, млн. кВт · ч	633,6	862,9	862,9
Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии β_z , г/кВт · ч	380	280	280
Капитальные вложения K , млн. руб	60000	236000	236000
Остаточная стоимость основных средств к концу эксплуатации $K_{ост}$, млн. руб*	0	89040	0
Годовые эксплуатационные издержки I , млн. руб	21530	31044	31044
Стоимость недоотпуска электроэнергии, млн. руб	17196	0	0

* За вычетом реализации средств производства на сторону.

ПГУ-КЭС идет на увеличение перетоков электроэнергии в смежные территориальные энергетические системы.

Экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию ГРЭС в настоящем примере определяется по критерию минимума дисконтированных суммарных затрат. Расчеты условно выполнены в текущих ценах середины 1995 г.

При рассмотрении варианта реконструкции ГРЭС следует учитывать следующие составляющие затрат:

на объекте (3_1);

выравнивающие сравниваемые варианты по энергетическому эффекту (3_2);

вызванные простым оборудованием в реконструкции (3_3);

в новую электростанцию (3_4).

Суммарные дисконтированные затраты по варианту:

$$3_{д\sum} = \sum_{i=1}^4 3_i.$$

В варианте 2 нового строительства учитываются только затраты на самом объекте.

Рассмотрим особенности вычисления каждой из составляющих затрат.

1. Вариант реконструкции ГРЭС.

1.1. Затраты непосредственно на энергообъекте:

$$Z_1 = \sum_{t=1}^{T_{\text{эп}}} (K_{t1} + I''_{t1} - L_{t1})(1 + E)^{-t},$$

где K_{t1} — капитальные вложения в реконструкцию ГРЭС; I''_{t1} — годовые эксплуатационные затраты по реконструируемой ГРЭС без учета затрат на амортизацию; L_{t1} — ликвидационное сальдо; $T_{\text{эп}}$ — год окончания срока службы реконструируемой ГРЭС; E — норматив дисконтирования.

В расчете капитальные вложения принимаются по вышеприведенной таблице исходных данных с разбивкой по годам строительства.

Годовые эксплуатационные затраты по ГРЭС после реконструкции складываются из топливной и условно-постоянной составляющих (без учета затрат на амортизацию). Топливная составляющая эксплуатационных издержек определена как произведение годового расхода топлива на его стоимость франко-ГРЭС в размере 65 тыс. руб/т*.

Условно-постоянная составляющая оценена по определенной доле ($\alpha_{\text{уп}}$) суммарной стоимости основных средств как существующих и остающихся в эксплуатации после реконструкции, так и новых, образуемых из капиталовложений в реконструкцию. Для реконструируемой КЭС принято $\alpha_{\text{уп}} = 0,07$; для новой ПГУ-КЭС — 0,065.

Ликвидационное сальдо с учетом истечения амортизационных сроков основных фондов к концу эксплуатации реконструированной ГРЭС в настоящем примере условно принято 0.

Численное значение норматива дисконтирования без учета инфляции принято $E = 0,1$.

1.2. Затраты, связанные с выравниванием вариантов по энергетическому эффекту.

Учитывается, что вариант реконструкции имеет сравнительно меньший объем годового отпуска электроэнергии как за счет меньшей полезной мощности нетто, приведенной к шинам ГРЭС, так и за счет меньшего числа часов использования установленной электрической мощности ГРЭС в сравнении с вариантом нового строительства ПГУ-КЭС.

Поскольку рассматриваемое АО-энерго избыточно, меньший отпуск электроэнергии в варианте реконструкции может быть учтен через снижение выручки от реализации электроэнергии в РАО или соседние АО-энерго:

$$Z_2 = \sum_{t=1}^{T_p} \Delta \mathcal{E}_t C_3 (1 + E)^{-t},$$

* Топливо в условном исчислении.

где $\Delta \mathcal{E}_t$ — сравнительный недоотпуск электроэнергии в варианте реконструкции ГРЭС по отношению к варианту нового строительства; C_3 — тариф на электроэнергию, продаваемую в соседнее АО-энерго, принятый 75 руб/кВт·ч.

1.3. Затраты, вызванные простоем оборудования в реконструкции.

Учитывая сравнительно незначительный объем реконструктивных работ, все они могут быть проведены в летнее время — в период сезонного спада электрических нагрузок, т.е. практически без дополнительных затрат, связанных с недоотпуском электроэнергии за время простоя оборудования в реконструкции:

$$Z_3 = 0.$$

1.4. Затраты в новую электростанцию, которую будет необходимо построить после завершения расчетного срока эксплуатации реконструированного объекта.

Принимается, что новая электростанция, сооружаемая после выработки ресурса реконструированной электростанции, будет такого же типа, что и в варианте нового строительства:

$$Z_4 = \sum_{t=T_{\text{эп}}}^{T_p} (K_{t4} + I''_{t4} - L_{t4})(1 + E)^{-t},$$

где K_{t4} — капитальные вложения в сооружение новой ПГУ-КЭС; I''_{t4} — годовые эксплуатационные затраты по ПГУ-КЭС без учета затрат на амортизацию; L_{t4} — ликвидационное сальдо; $T_{\text{эп}}$ — год окончания срока службы реконструируемой ГРЭС; E — норматив дисконтирования.

Численное значение ликвидационного сальдо в составе величины Z_4 определено по формуле

$$L_{t4} = K_{\text{бл}}(1 - H_{\text{ам}} T_{\text{сл}}),$$

где $K_{\text{бл}}$ — первоначальная балансовая стоимость основных фондов, принимается равной суммарным капитальным вложениям в сооружение ПГУ-КЭС; $H_{\text{ам}}$ — норма амортизационных отчислений на реновацию; $T_{\text{сл}}$ — учитываемый срок службы ПГУ-КЭС от ввода в строй после истечения ресурса оборудования реконструированной ГРЭС до конца расчетного периода.

2. Вариант нового строительства ПГУ-КЭС.

2.1. Затраты непосредственно на энергообъекте :

$$Z_1 = \sum_{t=1}^{T_{\text{эп}}} (K_{t1} + I''_{t1} - L_{t1})(1 + E)^{-t},$$

где K_{II} — капитальные вложения в сооружение ПГУ-КЭС; I''_{II} — годовые эксплуатационные затраты по ПГУ-КЭС без затрат на амортизацию; L_{II} — ликвидационное сальдо; E — норматив дисконтирования.

Численные величины K_{II} и I''_{II} приняты по приведенной выше таблице исходных данных для варианта нового строительства.

При этом в отличие от варианта реконструкции ГРЭС, в варианте нового строительства вследствие большего объема работ, освоение суммарного объема капитальных вложений K_I осуществляется уже не в один год в период сезонного спада нагрузок, а распределяется по двум годам расчетного периода (табл. 10.26).

Для упрощения выкладок ликвидная стоимость основных фондов ПГУ-КЭС после завершения расчетного периода принимается примерно равной нулю ($L_I \sim 0$).

В табл. 10.27 представлены данные по динамике отпущенной электроэнергии и приведению вариантов в сопоставимый вид по производственному эффекту.

Расчет годового расхода и издержек на топливо представлен в табл. 10.28.

Расчет издержек производства для вариантов реконструкции и нового строительства показан в табл. 10.29.

Расчеты сравнительной экономической эффективности по альтернативным вариантам приведены в табл. 10.30.

Таблица 10.26

Внеоборотные активы сравниваемых вариантов, млн. руб.

Год	Вариант реконструкции			Вариант нового строительства		
	Суммарный объем инвестиций K_{II}	Остаточная стоимость существующих основных средств $K_{ост}$	Балансовая стоимость основных средств $K_{ос}$	Общий объем инвестиций K_{II}	Остаточная стоимость существующих основных средств за вычетом ликвидационной стоимости $K_{ост}$	Балансовая стоимость основных средств $K_{ос}$
0	60000	24000	—	70800	4000	74800
1	0	—	84000	165200	—	74800
2—9	0	—	84000	—	—	74800
10	70800	—	70800	—	—	240000
11	165200	—	70800	0	—	240000
12—27	0	—	236000	0	—	240000
28	0	— 89040	—	0	0	—
Всего	296000	—	—	236000	—	—

Таблица 10.27

Отпуск электроэнергии по сравниваемым вариантам

Год	Вариант 1		Вариант 2	
	Отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_r$, млн. кВт·ч	Недоотпуск электроэнергии по сравнению с Вариантом 2 $\Delta \mathcal{E}_r$, млн. кВт·ч	Затраты, связанные с недоотпуском электроэнергии $\mathcal{Z}_4$, млн. руб.	Отпуск электроэнергии $\mathcal{E}_r$, млн. кВт·ч
0	0	0	0	0
1	316,8	114,6	8598	431,4
2—10	633,6	229,3	17196	862,9
11	431,4	431,4	323358	862,9
12—27	862,9	0	0	862,9

Таблица 10.28

Затраты на топливо по вариантам

Год	Вариант реконструкции			Вариант нового строительства		
	Удельный расход топлива b_3 , г/кВт · ч	Годовой расход топлива $B = b_3 \mathcal{E}_r$ т/год	Издержки на топливо $I_T = B \mathcal{C}_T$, млн. руб/год	Удельный расход топлива b_3 , г/кВт · ч	Годовой расход топлива $B = b_3 \mathcal{E}_r$ т/год	Издержки на топливо $I_T = B \mathcal{C}_T$, млн. руб/год
0	0	0	0	0	0	0
1	380	120,4	7825	280	120,8	7852
2		240,8	15650		241,6	15704
3—9						
10						
11	280	120,8	7852			
12—27		241,6	15704			

Таблица 10.29

Сравнительная характеристика издержек по вариантам реконструкции, млн. руб/год

Год	Вариант реконструкции			Вариант нового строительства					
	Издержки на топливо $I_{\tau} = B C_{\tau}$	Условно-постоянные издержки без амортизации $I_{yn} = \alpha_{yn} K_{oc}$	Общие издержки без амортизации $I = I_{\tau} + I_{yn}$	Издержки на топливо $I_{\tau} = B C_{\tau}$	Условно-постоянные издержки без амортизации $I_{yn} = \alpha_{yn} K_{oc}$	Общие издержки без амортизации $I = I_{\tau} + I_{yn}$			
0	0	0	0	0	0	0			
1	7825	2940	10765	7852	7800	15652			
2	15650	5880	21530	15704	15600	31304			
3—10	7852	7670	15552						
11									
12—27	15704	15340	31044						

Таблица 10.30

Дисконтированные затраты по сравниваемым вариантам

Год	Дисконтированные затраты Z_{Tp}	То же, нарастающим итогом $Z_{Tp\Sigma}$	Дисконтированные затраты Z_{Tp}	То же, нарастающим итогом $Z_{Tp\Sigma}$
0	54545	54545	64364	64364
1	16002	70548	152770	217134
2	29095	99643	23519	240653
3	26450	126093	21381	262035
4	24046	150138	19438	281472
5	21860	171998	17670	299143
6	19872	191870	16064	315207
7	18066	209936	14604	329810
8	16423	226359	13276	343087
9	42227	268586	12069	355156
10	71475	340061	10972	366128
11	15256	355317	9975	376102
12	8992	364309	9068	385170
13	8175	372484	8243	393413
14	7432	379916	7494	400907
15	6756	386672	6813	407720
16	6142	392814	6193	413914
17	5584	398398	5630	419544
18	5076	403474	5119	424662
19	4615	408088	4653	429316
20	4195	412283	4230	433546
21	3814	416097	3846	437391
22	3467	419564	3496	440887
23	3152	422716	3178	444066
24	2865	425581	2889	446955
25	2605	428186	2627	449581
26	2368	430554	2388	451969
27	- 4022	426532	2171	454140
Всего	426532	—	454140	—

Из результатов расчета интегральные приведенные затраты за расчетный период по вариантам реконструкции и нового строительства соответственно 426,5 и 454,1 млрд. руб. Таким образом, применительно к условиям рассматриваемого примера, предпочтение должно быть отдано варианту реконструкции. Последний характеризуется меньшими капитальными затратами

в начале расчетного периода и более поздним (на десять лет) началом нового строительства, что с учетом фактора времени оказывает значительно меньшее влияние на величину дисконтированных затрат, чем более ранние капиталовложения в новое строительство ПГУ в альтернативном варианте.

Приведенный экономический эффект варианта реконструкции в относительных единицах — 8,8 %.

Вариант нового строительства отличается более ранним по годам расчетного периода вложением крупных сумм (на 1 и 2-м годах) по сравнению с вариантом реконструкции, где те же единовременные затраты в новое строительство сдвинуты во временном разрезе к 10 и 11 годам. Несмотря на то, что в первом десятилетии в варианте реконструкции годовые эксплуатационные затраты (вместе со стоимостью недоотпуска электроэнергии) превышают годовые издержки эксплуатации в варианте нового строительства, интегральные затраты на всем протяжении расчетного периода в варианте нового строительства оказываются выше аналогичных затрат в варианте реконструкции.

Вопросы для повторения

1. Какие показатели используются для обоснования технических решений?
2. В чем отличие статических и динамических показателей?
3. Перечислите условия сопоставимости вариантов. В каких случаях варианты следует приводить в сопоставимый вид?
4. Обязательно ли соблюдать определенную последовательность проведения технико-экономического обоснования (ТЭО)?
5. Какие из показателей эффективности предпочтительнее применять на разных этапах ТЭО?
6. Какие виды цен следует применять на каждом из этапов ТЭО и почему?
7. В чем отличие базисных, реальных и расчетных цен?
8. Как учитываются в ТЭО экологические последствия от разрабатываемого технического мероприятия?
9. В каких случаях учитываются факторы надежности при ТЭО?
10. Каковы особенности ТЭО реконструкции энергетических объектов?
11. Какие критерии целесообразно использовать для ТЭО реконструкции?
12. Как учитываются затраты, связанные с выравниванием вариантов по энергетическому эффекту?
13. В чем отличие оценки экономической и финансовой эффективностей проекта?
14. Какие параметры необходимы для проведения оценки финансовой эффективности инвестиций?
15. С какой целью составляется перспективный баланс энергопредприятия?
16. Какова взаимосвязь отчетов о прибыли, о движении наличности и перспективного баланса?
17. Может ли поток наличности иметь отрицательное сальдо? Если нет, то почему? Если да, то в каких случаях?

Глава 11

УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

11.1. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЭС

Основной структурной единицей на большинстве электростанций считается цех. На ТЭС различают цеха основного и вспомогательного производства, а также непромышленных хозяйств. Под цехами основного производства понимают такие, где производят продукцию, для выпуска которой создано предприятие.

На ТЭС основными считаются цеха, с производственными процессами по превращению химической энергии топлива в тепловую и электрическую энергию.

Цехами вспомогательного производства промышленных предприятий в том числе и электростанций являются цеха, непосредственно не связанные с изготовлением основной продукции предприятия; они обслуживают основное производство, способствуют выпуску продукции, обеспечивают основному производству необходимые условия для нормальной работы. Эти цеха осуществляют ремонт оборудования, снабжение материалами, инструментом, приспособлениями, запасными частями, водой (промышленной), различными видами энергии, транспортом и т.п.

К непромышленным относятся хозяйства, продукция и услуги которых не относятся к основной деятельности предприятия. В их функции входит обеспечение и обслуживание бытовых нужд персонала предприятия (жилищные хозяйства, детские учреждения и т.п.).

Производственные структуры ТЭС определяются соотношением мощности основных агрегатов (турбоагрегатов, паровых котлов, трансформаторов) и технологическими связями между ними. Решающим при определении структуры управления является соотношение мощностей и связи между турбинами и котельными агрегатами.

На существующих электростанциях средней и малой мощности однородные агрегаты соединяются между собой трубопроводами для пара и воды (пар из котлов собирается в общих сборных магистралях, откуда распределяется между отдельными котлами). Такую технологическую схему называют централизованной. Широко применяются также секционные схемы, когда турбина с одним или двумя обеспечивающими ее паром котлами, образуют секцию электростанции.

При таких схемах оборудование распределяется по цехам, объединяющим однородное оборудование:

в котельном — котельные агрегаты со вспомогательным оборудованием;

в турбинном — турбоагрегаты со вспомогательным оборудованием и т.д.

По такому принципу на крупных ТЭС организуются следующие цеха и лаборатории: топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический (с электротехнической лабораторией), цех (лаборатория) автоматики и теплового контроля, химический с химической лабораторией, механический (при выполнении ремонтов самой электростанцией этот цех становится ремонтно-механическим), ремонтно-строительный. В функции последнего входит надзор и ремонт зданий, сооружений и дорог, содержание в должном состоянии всей территории станции.

В настоящее время в связи с особенностями технологического процесса производства энергии ряда станций с агрегатами мощностью 200—800 МВт и выше используют блочную схему связей оборудования. На блочных электростанциях турбина, генератор, котел (или два котла) с вспомогательным оборудованием образуют блок. Связывающих агрегаты трубопроводов для пара и воды между блоками нет; резервные котлоагрегаты на электростанциях не устанавливаются.

Изменение технологической схемы электростанции приводит к необходимости изменения производственной структуры управления, в которой основным первичным производственным подразделением является блок. Для станций блочного типа наиболее рациональная структура управления — бесцеховая (функциональная) с организацией службы эксплуатации и службы ремонтов, возглавляемых начальниками служб — заместителями главного инженера станции. Функциональные отделы подчиняются непосредственно директору станции; функциональные службы и лаборатории — главному инженеру станции.

На крупных станциях блочного типа используется и промежуточная структура управления — блочно-цеховая. Котельный и турбинный цеха объединяют в один; организуют также топливно-транспортный, химический, тепловой автоматики и измерений, централизованного ремонта и другие цеха. При работе станций на газе топливно-транспортный цех не организуется.

Цех централизованного ремонта проводит все виды ремонтов оборудования котлотурбинного, топливно-транспортного и химического цехов. Если основной объем работ выполняется ремонтными предприятиями энергосистемы, то этот цех не организуется, а его функции передаются участку производственно-ремонтного предприятия энергосистемы, выполняющего ремонтные работы на этой станции.

Все виды ремонтных работ в электрическом цеху и цеху тепловой автоматики и измерений осуществляет персонал этих цехов с привлечением персонала подрядных специализированных организаций.

Как правило, на электростанциях в составе котлотурбинного цеха организуется участок гидротехнических сооружений и гидрозолоудаления. При сжигании многозольного топлива организуется гидротехнический цех. В его ведении находятся пруды, водоемы, градири и прочие гидротехнические сооружения.

При мощности станции менее 25 МВт цеха объединяют или используют бесцеховую структуру управления с производственными участками: теплотехнического оборудования, электротехнического оборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики, а также механической мастерской и ремонтно-строительной группой.

11.2. НОРМИРОВАНИЕ И ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА НА ЭНЕРГОПРЕДПРИЯТИЯХ

При нормировании и организации труда на энергопредприятиях должны учитываться специфические условия, в которых происходит оперативное управление оборудованием, определяющие объем трудовых затрат. Перечислим основные:

- значительная разнотипность оборудования, в связи с чем рабочие одной и той же профессии на разных предприятиях обслуживают оборудование, разное по типу и количеству единиц;

- рассредоточенность обслуживаемых оборудования и сооружений на значительной территории (например, в электрических и тепловых сетях), в связи с чем необходимо учитывать при нормировании качество дорог для проезда от баз к объектам, условия прокладки трасс и др.;

- необходимость учитывать взаимосвязь между загруженностью оперативного персонала и требованиями по обеспечению высокого уровня надежности работы оборудования;

- сочетание нормальной эксплуатации оборудования в одном помещении с ремонтными работами, разбросанность и непостоянство рабочих мест при производстве ремонтных работ и связанные с этим обязанности персонала по допуску к ремонтным работам;

- необходимость круглосуточного посменного обслуживания оборудования оперативным персоналом по специальным графикам работы;

- значительное количество работ вероятностного характера, не имеющих регулярной повторяемости (например, выявление и устранение неисправностей), длительность выполнения которых является переменной величиной;

- разнообразие производственных ситуаций (работа с постоянной или меняющейся электрической нагрузкой, останов или пуск энергоблоков, ликвидация аварийного состояния), в связи с чем имеет место значительная вариация объемов выполняемых работ по сменам, что при постоянной явочной численности оперативного персонала обуславливает неравномерность его загрузки (по сменам);

- разнообразие режимов использования энергоблоков в энергообъединении:

- базовый — затраты труда в течение всей рабочей кампании относительно постоянны,

- повышенной маневренности — затраты труда примерно постоянны только в течение дневных и вечерних смен рабочих суток недели, пиковый, когда затраты труда постоянны только в течение вечерних смен рабочих дней недели,

- в остальные смены и нерабочие дни недели затраты труда оперативного персонала на управление энергоблоками меняются от минимума при остановленных в резерв энергоблоках до максимума при пусках агрегатов.

С учетом указанных обстоятельств задача оптимизации оперативного управления энергоблоками заключается в таком сочетании его численности для различных производственных ситуаций и видов смен, при которых сумма годовых затрат на производство энергии, зависящих от численности оперативного персонала, будет минимальной. Имеются в виду затраты на заработную плату (с начислениями), топливо (от численности оперативного персонала зависит длительность пуска и набора нагрузки энергоблоком и, следовательно, расход топлива на неустановившийся режим), текущий ремонт (их зависимость от численности оперативного персонала условно-вероятностная — при заниженной численности несвоевременное обнаружение и устранение неисправностей может привести к отказам в работе и увеличению затрат на текущий ремонт оборудования).

При нормировании труда оперативного персонала электростанций применяется следующая классификация затрат рабочего времени в течение смены. Рабочее время смены делится на время работы и время перерывов (отдых, прием пищи и личные надобности). Время работы состоит из затрат времени на выполнение производственного задания и работы не обусловленной производственным заданием. В свою очередь, время выполнения производственного задания складывается из времени подготовительной работы (прием и сдача смены), времени обслуживания рабочего места (уборка на закрепленном оборудовании) и оперативного времени, которое включает детерминированные регулярно повторяющиеся работы (записи в журналах и ведомостях, замена диаграммных лент, профилактические работы на оборудовании; обходы оборудования; выполнение плановых работ при пуске энергоблока) и работы вероятностного характера (выполнение технических мероприятий по подготовке рабочих мест к ремонту; допуски к работе; закрытие нарядов и включение оборудования в работу; выявление и устранение неисправностей; операции по поддержанию заданного режима работы оборудования; регулировка режима горения при растопке котла; активное наблюдение за работающим оборудованием; оперативные переговоры).

Учитывая изменчивость режимов работы энергооборудования, необходимо составлять и анализировать не только сменные, но и часовые балан-

сы рабочего времени. В сменном балансе должен предусматриваться минимально необходимый резерв времени (примерно 10—15 %) на выполнение отдельных операций в случае резких изменений режима работы оборудования (его пуск и останов, ухудшение качества топлива и т.п.). При фотографии рабочего времени и анализе результатов наблюдения следует оценивать целесообразность действий рабочего и затраты рабочего времени рассматривать в совокупности с показателями надежности и экономичности работы оборудования.

Нормы обслуживания (количество обслуживаемых единиц оборудования) могут аналитически вычисляться по следующему соотношению:

$$H_0 = (t_{\text{см}} - t_{\text{пз}} - t_{\text{отд}})k_d / t_{3\text{ ср}},$$

где $t_{\text{см}}$ — длительность смены; $t_{\text{пз}}$ — время на сдачу смены; $t_{\text{отд}}$ — время перерывов на прием пищи и личные надобности; $t_{3\text{ ср}}$ — среднее время занятости дежурного на работах по обслуживанию единицы оборудования (включает время занятости дежурного выполнением детерминированных работ t_d и математическое ожидание времени занятости дежурного вероятностными работами t_v обслуживанию единицы оборудования); k_d — коэффициент, отражающий экономическое и психофизиологическое обоснование нормы обслуживания по уровню следующих показателей (соответственно): вероятности полного выполнения работ в смене (отношение количества смен, в которых выполняется полный объем работ, к общему количеству рассматриваемых смен) и загруженности работника в смене (отношение суммы времени работы по выполнению производственного задания $t_{\text{рз}}$ и времени перерывов для приема пищи, на отдых и личные надобности $t_{\text{отд}}$ к рабочему времени смены $t_{\text{см}}$); принимается 0,82.

Для условий $t_{\text{см}} = 480$ мин; $t_{\text{отд}} = 35$ мин (в том числе 25 мин — перерыв для приема пищи и 10 мин — на личные надобности); $t_{\text{пз}} = 5$ мин — нормы обслуживания (в единицах оборудования) для машинистов-обходчиков, слесарей (дежурных), старших дежурных электромонтеров, дежурных электромонтеров, электрослесарей (дежурных) можно записать

$$H_0 = 390 / t_{3\text{ ср}},$$

где $t_{3\text{ ср}}$, мин.

По нормам обслуживания для электростанции вычисляется явочная численность дежурных определенной профессии в ночной (вечерней) и дневной сменах как отношение количества единиц оборудования (производственных единиц) на электростанции к норме обслуживания на 1 чел. в ночную (вечернюю) и дневную смены.

Особенности организации оптимального оперативного управления мощными энергоблоками. Выявление режима, в котором работают энергоблоки электростанции (базовый, повышенной маневренности, полупиковый,

Таблица 11.1

График работы дневного оперативного персонала

День недели	1	2	3	4	5	6	7	1.....
Смена	Д	Д	Д	Д	Д	В	В	Д...

вый, пиковый), можно проводить по числу пусков энергоблока из резерва за год. В базовом режиме число пусков энергоблока из резерва (в год) мало (близко к нулю), в режиме повышенной маневренности — примерно 50, в полупиковом — 260, а в пиковом — 520.

Расчеты оптимальной численности оперативного персонала (табл. 11.1) для управления энергоблоками, работающими в режимах базовом и повышенной маневренности, показали, что в составе оперативного персонала целесообразно выделять персонал сменный (чередующийся по сменам) и дневной (только дневная смена) в общепринятые рабочие дни (т. е. кроме выходных В — субботних, воскресных и праздничных дней). Численность сменного персонала определяется по ночной (вечерней) смене.

Для сменного персонала рекомендуется принятый в практике эксплуатации четырехбригадный график выходов на работу. При таком графике, как известно, имеет место переработка (8 ч за 8 недель), которая обычно компенсируется дополнительными выходными днями.

11.3. ЧИСЛЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА ТЭС И ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЕЕ ФАКТОРЫ

На энергопредприятиях, особенно на ТЭС, занято значительное количество персонала. Весь персонал делится на промышленно-производственный и непромышленный (персонал жилищно-коммунального хозяйства, подсобного сельского хозяйства, детских учреждений и т.д.). Общая численность персонала составляет штаты предприятия; перечень всех должностей и рабочих мест с указанием по ним количества и месячной заработной платы (окладов) называется штатным расписанием.

На электростанциях к эксплуатационному относится персонал:

- управления (за исключением заместителя главного инженера по ремонту);
- общецеховой, не занятый ремонтом;
- оперативный;
- занятый наладкой и испытанием котлотурбинного оборудования;
- химлаборатории;
- военизированной (сторожевой) охраны.

К ремонтному относится персонал:

выполняющий капитальный, средний и текущий ремонты, техническое обслуживание, реконструкцию и модернизацию оборудования, приборов и устройств, а также текущий ремонт зданий и сооружений; электротехнической лаборатории; отдела (группы) подготовки и проведения ремонта; по контролю за металлом; участка, цеха теплоснабжения и подземных коммуникаций.

Для расчета и планирования численности персонала ТЭС, фонда заработной платы могут быть использованы нормативы численности ее промышленно-производственного персонала.

В нормативы численности промышленно-производственного персонала включаются рабочие, руководители, специалисты, служащие, необходимые для выполнения всего комплекса эксплуатационных и ремонтных работ, включая реконструктивные работы в соответствии с Правилами технической эксплуатации и безопасности и производственными инструкциями.

В нормативную численность дополнительно включается персонал по обслуживанию находящихся на балансе электростанций внешних электрических и тепловых сетей, районных и передвижных котельных, энергопоездов, дизельных электростанций, автотранспорта, подразделений, занятых обслуживанием автоматизированных систем управления (АСУ), ведомственной сторожевой и пожарной охраны.

Для определения суммарной нормативной численности промышленно-производственного персонала ТЭС могут использоваться укрупненные нормативы. Укрупненные нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭС в зависимости от вида используемого топлива, количества и типа энергоблоков приведены в табл. 11.2.

Для ТЭС, сжигающих более 30 % газа от годового расхода топлива в условном исчислении к нормативам численности, вводятся поправки, представленные в табл. 11.3.

Для более детального расчета необходимой численности по отдельным категориям работников могут использоваться конкретные нормативы численности.

Для электростанций, расположенных в районе Крайнего Севера, нормативная численность персонала увеличивается на 6—7 %, а для расположенных в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, на 4—5 %.

Структура административно-управленческого персонала тепловых электростанций зависит от нормативной численности промышленно-производственного персонала (ППП). На электростанциях с нормативной численностью ППП до 450 человек в производственно-технический отдел (ПТО) могут быть включены группы: планово-экономическая, материально-технического снабжения, капитального строительства, наладки и испытаний оборудования.

Таблица 11.2

Укрупненные нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭС

Количество энергоблоков ТЭС, шт.												
2		4		6		8						
Численность персонала, чел.												
Мощность энергоблока, МВт	Всего	в том числе		Всего	в том числе		Всего	в том числе		ремонтный		
		эксплуатационный	ремонтный		эксплуатационный	ремонтный		эксплуатационный				
Твердое топливо												
150	596/619	295/300	301/319	797/840	350/366	447/474	1021/1070	420/442	592/628	1223/1285	492/510	731/775
200	672/703	300/304	373/399	915/964	362/371	553/593	1162/1229	430/442	733/787	1397/1481	492/510	905/971
300	852/919	352/356	500/563	1192/1294	449/458	743/836	1546/1682	560/573	986/1109	1863/2031	646/664	1217/1367
500	1085	404	681	1556	544	1012	2087	744	1343	2520	863	1657
800	1588	500	1088	2095	673	1422	2758	950	1808	3350	1145	2205
Газ (мазут)												
150	439/450	190/190	249/260	615/633	247/247	368/368	787/815	299/303	488/512	947/981	345/350	602/631
200	491/502	190/190	301/313	693/711	247/247	446/464	890/918	299/303	591/615	1074/1118	345/360	729/758
300	612/619	216/216	396/403	877/888	290/290	587/598	1138/1157	359/363	779/794	1376/1398	415/419	961/979
800	996	320	676	1467	762	1005	1917	584	1333	—	—	—

Примечания. 1. В числителе приведены цифры для моноблоков, в знаменателе — для дубль-блоков.
2. В численность эксплуатационного персонала входит персонал железнодорожного хозяйства, персонал воензированной (сторожевой) и пожарной охраны (50 чел.).

Таблица 11.3

Доля сжигания газа, %	Поправочный коэффициент к нормативной численности персонала, доли		
	Эксплуатационный	Ремонтный	
	твердое топливо	твердое топливо	жидкое топливо
30—40	0,99	0,98	0,98
40—50	0,98	0,96	0,96
50—60	0,97	0,94	0,94
60—70	0,96	0,92	0,92
70—80	0,95	0,91	0,90
80—90	0,94	0,9	0,88
более 90	0,93	0,88	0,85

Вопросы для повторения

1. От чего зависит тип производственной структуры управления ТЭС?
2. Каковы особенности организации труда на электростанциях?
3. Как нормируется труд оперативного персонала электростанций?
4. От чего зависит норма обслуживания оперативного персонала ТЭС?
5. Какие графики работы персонала рекомендуются для ТЭС?
6. Какое влияние оказывает режим работы электростанции на организацию труда персонала?
7. В каких целях используются нормативы численности промышленно-производственного персонала ТЭС?
8. Проанализируйте зависимость структуры управленческого персонала от его общей нормативной численности.

Раздел III

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Глава 12

ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ И ЭКОНОМИКА ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

12.1. ОЦЕНКА ГИДРОТЕХНИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

Часть речного стока, используемая или которая может быть использована для производства электроэнергии, образует гидроэнергетические ресурсы.

Гидроэнергетическая энергия рек представляет собой работу, совершаемую текущей в ней водой. В естественном, не зарегулированном состоянии эта работа расходуется на преодоление внутреннего сопротивления движению воды, сопротивления на трение в русле, размыв и перемещение частиц грунта в виде донных и взвешенных наносов. Силой, осуществляющей работу водного потока, служит собственный вес воды. Работа водного потока характеризуется разностью уровней воды в начале и конце рассматриваемого участка реки (рис. 12.1).

При определении гидроэнергоресурсов реки ее разделяют на несколько участков. Мощность реки на участке длиной L , м, т.е. работа текущей воды в течение 1 с

$$N = 9,81QH, \quad (12.1)$$

где H — падение участка реки (водотока), м; Q — средний годовой расход воды, м³/с.

При этом

$$Q = 0,5(Q_1 + Q_2),$$

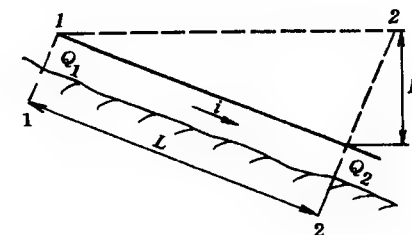


Рис. 12.1. Схема продольного профиля участка реки

где Q_1 — расход на входном сечении рассматриваемого участка реки;
 Q_2 — расход на выходном сечении.

Энергия водотока

$$\mathcal{E} = Nt. \quad (12.2)$$

Зависимости (12.1) и (12.2) выражают потенциальную мощность и выработку электроэнергии. Реальная или техническая мощность будет меньше за счет потерь в гидротехнических сооружениях, водоподводящих воду из реки к турбинам, потерь в самих турбинах, генераторах ГЭС и повышающих трансформаторов, учитываемых коэффициентом полезного действия η . Поэтому значение мощности N в (12.1) следует умножить на η . Тогда полезная мощность, кВт,

$$N = 9,81QH\eta \quad (12.3)$$

и соответственно энергия, кВт · ч,

$$\mathcal{E} = WH\eta / 367,$$

где $W = Qt$ — объем используемого стока, м³.

Гидроэнергетические ресурсы делятся на потенциальные (теоретические и валовые), технические и экономические.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы (теоретический и валовый) — это теоретические запасы энергии без учета технических потерь в процессе производства электроэнергии.

Потенциальные гидроэнергетические ресурсы подсчитываются по каждой реке отдельно с последующим интегрированием по бассейнам рек и территориям. Для этого каждая река разбивается на несколько участков от истока до устья и определяется падение реки на участке H , м, и средний расход воды на участке. Потенциальные гидроэнергоресурсы определяются, исходя из 8760 ч использования потенциальной мощности. Потенциальные гидроэнергетические ресурсы за средний по водности год для России оцениваются в 2395 млрд. кВт · ч.

Технические гидроэнергетические ресурсы (технический потенциал) учитывают обязательные потери:

в расходах воды (на испарение с водной поверхности водохранилищ, фильтрацию, протечки через различные затворы и т.п.);

стока из-за невозможности его полного использования в связи с недостаточной емкостью водохранилищ и ограничением установленной мощности ГЭС;

напорах (гидравлические в водоподводящих сооружениях и на решетках, невозможностью использовать часть падения реки в верховьях и приустьевых участках);

электромеханические в оборудовании.

Суммарные потери при освоении гидроэнергетического потенциала в целом по стране составляют 36 %. С учетом этих потерь и определяется располагаемый технический потенциал гидроэнергоресурсов России.

Практическую значимость для народного хозяйства имеет экономический потенциал, т.е. та часть технического потенциала, которую в современных условиях и прогнозах о развитии энергетики и экономическим оценкам целесообразно использовать в обозримой перспективе. Экономический гидроэнергетический потенциал существенно зависит от степени изученности рек, удаленности ГЭС от места присоединения к энергосистеме, обеспеченности района использования гидроэнергии другими энергетическими ресурсами, их качества и стоимости. Таким образом, экономический гидроэнергетический потенциал — переменная величина, зависящая от многих изменяющихся во времени факторов. Выполненные в 1965 г. и уточненные в 1979 г. расчеты по оценке экономического потенциала гидроэнергоресурсов, позволили оценить их для России величиной 852 млрд. кВт · ч.

Методика оценки экономически эффективной части гидроэнергетических ресурсов основывалась на сопоставлении экономических характеристик гидроэлектростанций с соответствующими характеристиками других возможных источников получения электроэнергии. Как правило, этими источниками принимались наиболее прогрессивные по своим параметрам, видам использованного топлива и наиболее характерными по своей мощности ТЭС. Сопоставление проводилось по суммарным затратам по ГЭС и ТЭС, включающим как капитальные вложения, так и годовые издержки за нормальный срок окупаемости дополнительных затрат в ГЭС, принимаемый 8,3 года.

Таким образом, экономические характеристики ГЭС сравнивались с показателями, характеризующими среднюю величину предельных, экономически оправдываемых удельных капиталовложений в ГЭС, установленную для районов ее нахождения.

Ниже приводятся сведения об экономическом потенциале гидроэнергетических ресурсов крупнейших рек России, млрд. кВт · ч:

Енисей	158,3	Инди́гирка	39,6
Лена	144,0	Олекма	25,5
Ангара	93,9	Иртыш	25,2
Амур	82,9	Вилъюй	22,5
Волга	54,3	Подкаменная Тунгуска	18,0
Обь	51,4	Зея	17,4
Витим	50,4	Томь	15,2
Алдан	48,9	Буряя	14,6
Нижняя Тунгуска	41,0	Кама	12,7
Колыма	39,8		

Следует иметь ввиду, что методика оценки экономических гидроэнергетических ресурсов основана на плановых методах развития экономики и при переходе к рыночным отношениям в отрасли требует уточнения.

12.2. ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ АККУМУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГИИ

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) в отличие от обычных ГЭС представляют собой не только комплекс сооружений и оборудования для генерирования потребления электроэнергии, но и служат для ее преобразования в потенциальную энергию поднятой воды. Процессы потребления, преобразования и последующего генерирования электроэнергии, осуществляемые ГАЭС, называются гидроаккумуляцией.

Работа ГАЭС, как и других аккумуляторов электроэнергии, заключается в смене двух отдельных во времени режимов: накопления энергии или заряда и ее отдачи потребителям (разряда).

Заряд ГАЭС — подъем воды гидромашинами с электрическим приводом из нижнего в верхнее водохранилище. Эти водохранилища называются также резервуарами или бассейнами. Такой режим работы происходит во время снижения электропотребления ночью, в выходные и праздничные дни, а также в сезонном интервале времени. При разряде, происходящем в часы максимума нагрузки или аварии на других станциях или электрических сетях энергосистемы, потенциальная энергия поднятой воды преобразуется в электрическую. При этом вода сбрасывается из верхнего в нижний резервуар, т.е. пропускается через турбины или обратимые гидромашин, которые работают совместно с реверсивными электромашин, генерирующими электрический ток, как и на обычных ГЭС. Таким образом, гидроаккумуляторы при заряде работают как насосные станции, а при разряде — как гидроэлектростанции. Мощность турбинного режима выражается той же формулой, что и для ГЭС (12.3), а для насосного — формулой мощности насосных станций

$$N_n = 9,81 Q H_n / \eta_n, \quad (12.5)$$

где N_n — мощность насосного режима, кВт; H_n — подведенный напор, определяемый суммой статического напора и его гидравлических потерь; η_n — КПД насосного режима; Q — подача воды.

12.3. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И ЕЕ РОЛЬ В ЭКОНОМИКЕ СТРАНЫ

Показатели развития и значение ГЭС в современных условиях

В условиях происходящих в России преобразований гидроэнергетика стала одним из наиболее надежно функционирующих элементов электроэнергетического комплекса. При общем спаде электропотребления в России за последние годы примерно на 20 % выработка электроэнергии на гидроэлектростанциях остается стабильной. Выработка электроэнергии на ГЭС России в 1995 г. составила 177,3 млрд. кВт·ч, удельный вес ГЭС по выработке электроэнергии — 21,0 % (табл. 12.1).

Таблица 12.1

Производство электроэнергии на электростанциях (и том числе на гидроэлектростанциях России)

Год	Производство электроэнергии в России, млрд. кВт·ч		Удельный вес ГЭС, %
	всех электростанций	в том числе ГЭС	
1985	962,0	144,3	15,0
1990	1082,2	166,2	15,4
1991	1068,2	168,1	15,8
1992	1008,2	172,6	17,0
1993	937,1	175,1	18,6
1994	858,7	177,0	20,6
1995	843,2	177,3	21,0

Таблица 12.2

Установленная мощность на электростанциях (в том числе на гидроэлектростанциях России)

Год	Установленная мощность, млн. кВт		Доля ГЭС, %
	всех электростанций	в том числе ГЭС	
1985	196,0	41,5	21,2
1990	213,2	43,5	20,4
1991	212,2	43,5	20,5
1992	212,2	43,5	20,5
1993	202,5	43,5	21,5
1994	204,4	44,0	21,5
1995	204,6	44,0	21,5

Таким образом, удельный вес ГЭС в суммарном производстве электроэнергии на электростанциях России за последние пять лет возрос более, чем на треть.

При этом удельный вес ГЭС в общей величине установленной мощности электростанций России оставался практически постоянным (табл. 12.2).

Перечень гидроэлектростанций России установленной мощностью свыше 1000 МВт приведен в табл. 12.3.

Перечень максимальных единичных мощностей гидроагрегатов (100 МВт и выше), установленных на ГЭС России, приведен в табл. 12.4.

Таблица 12.3

Гидроэлектростанции России мощностью 1000 МВт и выше (на 01.01.96)

Электростанция	Река	Установленная мощность, МВт	
		Введено на 01.01.96	Проектная
Саяно-Шушенская	Енисей	6400	6400
Красноярская	Енисей	6000	6000
Братская	Ангара	4500	5000
Усть-Илимская	Ангара	4000	4500
Волжская	Волга	2541	2541
Самарская	Волга	2300	2300
Чебоксарская*	Волга	1370	1370
Саратовская	Волга	1360	1360
Зейская	Зея	1330	1330
Нижнекамская*	Кама	1205	1205
Воткинская	Кама	1020	1020
Чиркейская	Сулак	1000	1000
Загорская ГАЭС	Куныя	1000	1200

Таблица 12.4

Максимальные единичные мощности гидроагрегатов, установленных на ГЭС России

Электростанция	Агрегат	Мощность агрегата, МВт	Количество установленных агрегатов, шт.
Саяно-Шушенская	РО	640	10
Красноярская	РО	500	12
Чиркейская	РО	250	4
Усть-Илимская	РО	250	16
Братская	РО	250	18
Зейская	ПЛД	221,7	6
Волжская	ПЛ	115,5	22
Самарская	ПЛ	115	20
Воткинская	ПЛ	110	2
	ПЛ	100	8

* Чебоксарская и Нижнекамская ГЭС работают при отметках НПУ соответственно 63 и 62 м вместо проектных отметок соответственно 65 и 68 м, что приводит к существенному снижению их располагаемой мощности по сравнению с установленной.

Роль гидроэлектростанций в энергообъединениях России

В большинстве районов страны крупные ГЭС служили базой для создания местных энергосистем, а в дальнейшем стали опорными пунктами Единой энергосистемы. Удельный вес ГЭС в структуре мощностей и выработке энергосистем в отдельных энергообъединениях России за 1995 г. приведен в табл. 12.5.

Высокие маневренные качества гидросилового оборудования позволяют использовать ГЭС для покрытия неравномерной части графиков электрической нагрузки, регулирования частоты и напряжения электрического тока, т.е. для повышения качества электроснабжения потребителей. ГЭС способствуют также равномерному режиму параллельной с ними работы ТЭС и АЭС, повышая надежность и экономичность эксплуатации последних.

В часы наиболее интенсивных изменений электрической нагрузки, когда скорость набора мощности значительно превышает технические возможности ТЭС и АЭС (в особенности в энергообъединениях Европейской части страны), ГЭС обеспечивают устойчивость работы энергосистем. В большинстве энергосистем на ГЭС сосредоточена основная часть оперативного резерва мощности.

Таблица 12.5

Удельный вес ГЭС в структуре мощностей и выработке электроэнергии в отдельных энергообъединениях России за 1995 г.

Энергообъединение	Установленная мощность			Выработка электроэнергии		
	Всего, МВт	ГЭС		Всего, млрд. кВт·ч	ГЭС	
		МВт	%		млрд. кВт·ч	%
ОЭС Центра	52,5	4,7	9,0	241,2	16,3	6,8
ОЭС Поволжья	23,8	6,2	26,1	82,3	19,3	23,5
ОЭС Урала	41,0	1,8	4,4	198,0	5,6	3,3
ОЭС Северо-Запада	18,9	2,9	15,3	59,2	13,5	22,8
ОЭС Северного Кавказа	10,6	2,2	20,8	44,8	5,6	12,5
ОЭС Сибири	45,1	22,3	49,4	176,7	103,4	58,5
ОЭС Востока	11,5	2,9	25,2	37,1	10,0	27,0
Изолированные энергорайоны	1,2	1,0	83,3	3,9	3,6	92,3
Всего	204,6	44,0	21,5	843,2	177,3	21,0

Экономия топлива

Гидроэнергетика, основанная на использовании возобновляемых энергоресурсов, сберегает народному хозяйству значительное количество органического топлива, что особенно важно в современных условиях. В последние годы неоднократное повышение цен на топливо, а также неплатежи за потребляемую электро- и тепловую энергию, и, соответственно, за потребляемое топливо привели к значительным сработкам запасов угля на ТЭС. Основная причина невыполнения заданий по накоплению запасов угля — большие финансовые трудности как у потребителей топлива, так и угледобывающих предприятий, что нашло свое наиболее концентрированное выражение в энергетическом кризисе разразившемся в АО «Дальэнерго».

Экономия топлива, обеспечиваемая действующими ГЭС в 1994—1995 гг., приведена в табл. 12.6.

Экономия топлива, обеспечиваемая работой ГЭС России в 1994—1995 гг., составила примерно 62 млн. т*. Значительная часть этой экономии обеспечена в топливдефицитных регионах страны. В пересчете на уголь годовая экономия топлива за счет работы ГЭС эквивалентна полному объему добычи энергетических углей в Кузбассе.

Экономика производства электроэнергии на ГЭС

Высокая эффективность производства электроэнергии на ГЭС определяется целым рядом факторов:

постоянная естественная возобновляемость ресурсов;

высокая производительность труда при эксплуатации;

низкая себестоимость электроэнергии на ГЭС;

комплексное использование водных ресурсов в интересах энергетики, ирригации, речного транспорта, борьбы с наводнениями, водоснабжения, рекреации и т.д.;

сравнительно меньшая потребность в сложном технологическом оборудовании.

Весьма существенно, что при эксплуатации ГЭС производственный травматизм, включая и травматизм с летальным исходом, в расчете на 1 кВт·ч вырабатываемой электроэнергии существенно ниже, чем на ТЭС с учетом предприятий по добыче и транспорту топлива.

Экономию трудовых ресурсов при эксплуатации ГЭС обуславливают:

значительно более высокая производительность труда по сравнению с ТЭС и АЭС;

высокая степень автоматизации производства;

отсутствие затрат труда на добычу, транспорт, переработку топлива и удаление его отходов.

В результате численность персонала, используемого при эксплуатации ГЭС, примерно в 12—15 раз ниже, чем на альтернативных ТЭС и АЭС с обслуживающими их топливными базами и транспортом, которые пришлось бы соорудить при гипотетической предпосылке отсутствия действующих ГЭС. Особенно необходимо снижать потребность в трудовых ресурсах в труддефицитных районах Сибири, Дальнего Востока и Крайнего Севера, где она составила примерно 150 тыс. чел. Около 60 % указанного снижения численности работающих в отраслях ТЭК и на транспорте относится к профессиям, используемым на тяжелых и вредных для здоровья работах по добыче топлива, в горячих цехах ТЭС и др. Этот фактор — важный социальный эффект эксплуатируемых ГЭС.

Высокая экономическая эффективность гидроэнергетики обусловлена отсутствием топливной составляющей себестоимости электроэнергии, слабой изнашиваемостью основных фондов, сравнительно меньшими расходами на заработную плату, совершенством технологического процесса. В 1990 г. средняя себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии на ТЭС составила 0,97, а на ГЭС — 0,15 коп., т.е. себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии на ГЭС была в 6 раз ниже, чем на ТЭС.

Существенный разрыв в себестоимости энергии на ГЭС и ТЭС сохранился и в настоящее время. В качестве примера в табл. 12.7 приведен сопоставительный анализ себестоимости электроэнергии по двум электростанциям примерно равной установленной мощности, находящихся на территории ОЭС Востока.

Данные табл. 12.7 свидетельствуют о том, что в современных условиях, главным образом, из-за резкого удорожания стоимости топлива и заниженности амортизационных отчислений разрыв в себестоимости электроэнергии ГЭС и ГРЭС еще более увеличился.

Таблица 12.6

Экономия топлива, обеспечиваемая действующими ГЭС, в отдельных энергообъединениях России

Энергообъединение	1994 г.		1995 г.	
	млн. т*	%	млн. т*	%
ОЭС Центра	7,3	11,7	6,2	10,0
ОЭС Поволжья	8,8	14,1	7,3	11,8
ОЭС Урала	2,7	4,3	2,1	3,4
ОЭС Северо-Запада	4,9	7,9	5,1	8,2
ОЭС Северного Кавказа	1,9	3,1	2,1	3,4
ОЭС Сибири	31,8	51,0	34,1	54,9
ОЭС Востока	3,8	6,1	3,8	6,1
Изолированные энерго-районы	1,1	1,8	1,4	2,2
Всего	62,3	100,0	62,1	100,0

* Топливо в условном исчислении.

Таблица 12.7

Себестоимость электроэнергии на Зейской ГЭС и Приморской ГРЭС в I квартале 1996 г.

Показатель	Зейская ГЭС	Приморская ГРЭС
Установленная мощность, МВт	1330	1495
Полезный отпуск электроэнергии в сети РАО (фактический), млрд. руб.	1,230	1,097
Ежегодные издержки, млрд. руб.	22,542	230,622
Себестоимость энергии, руб/кВт·ч,	18,3	210,2
в том числе:		
топливо	0	138,5
амортизация	9,6	14,2
услуги производственного характера, включая ремонтный фонд	1,3	16,7
другие виды затрат	7,4	40,8

Комплексное использование водных ресурсов

Гидроэнергетическое строительство в России всегда осуществлялось с учетом транспортной реконструкции речной сети, развития ирригации, промышленного и коммунального водообеспечения, рыбоводства, уменьшения угрозы разрушительных наводнений.

Комплексные гидроузлы внесли большой вклад в решение транспортной проблемы. Каскады на Волге, Каме и Дону заложили основу единой глубоководной транспортной сети европейской части России, связывающей все омывающие ее моря и центральные районы страны. В 1990 г. объем грузоперевозок пароходствами центральных бассейнов Волги, Камы и Дона составил 260 млн.т, что в 2,5 раза превысило возможности этих водотоков в их естественном состоянии. Это обстоятельство исключило необходимость двух дополнительных двухпутных железнодорожных линий меридионального направления протяженностью около 2 тыс.км каждая.

Зарегулированный сток рек надежно обеспечил водными ресурсами промышленность, коммунально-бытовой сектор и сельское хозяйство прилегающих регионов. На рубеже 1980—1990 гг. в России из водохранилищ ГЭС осуществлялось водоснабжение населения — 15, промышленности — 57 и сельского хозяйства — 30 куб.км в год. В европейской части страны на эти цели расходовалось соответственно 90—98, 12, 50, 28—36 куб.км воды в год. Без регулирования стока во многих регионах страны возникали бы острые проблемы с водообеспечением крупных регионов.

Созданные при строительстве ГЭС водохранилища, — действующее средство борьбы с наводнениями. Гидроузлы на Волге, Каме, сибирских и дальневосточных реках надежно защищают от разрушительных павод-

ков территории суммарной площадью примерно 1,2 млн. га с развитым производством и многомиллионным населением, решая тем самым сложные социальные и экологические задачи.

Практически все водохранилища ГЭС в настоящее время интенсивно используются населением как зоны рекреации и туризма. Ярким примером в этом отношении служит водная система канала Москва—Волга с Ивановским водохранилищем. Этот водный бассейн стал излюбленным местом отдыха жителей московского региона.

Сопоставление с зарубежным опытом

Освоение экономического гидроэнергетического потенциала

Россия располагает большим гидроэнергетическим потенциалом. Экономический гидроэлектротенциал, т.е. целесообразный к использованию потенциал речного стока, равен годовой выработке электроэнергии 850 млрд. кВт·ч.

Использование этого потенциала в настоящее время (1995 г. выработка электроэнергии на ГЭС — 177,3 млрд. кВт·ч) составляет 20,7 %. Ввод в действие строящихся ГЭС поднимет этот показатель до 23,4 % (примерно 200 млрд. кВт·ч). Уровень использования гидроэнергоресурсов в России значительно ниже, чем в промышленно развитых странах:

Страна	Освоено экономического гидроэнергетического потенциала, %
Франция, Швейцария, Австрия, Португалия	более 90
Япония, Швеция, Германия	65—90
США, Бразилия, Канада, Венесуэла, Испания, Италия	45—65
Индия, Аргентина, Мексика	20—25

Разработан и активно осуществляется грандиозный план гидроэнергетического строительства в Китае. Не являясь абсолютным критерием, этот показатель косвенно, но достаточно убедительно, подтверждает высокую эффективность использования гидроэнергетических ресурсов в условиях функционирования рыночных отношений и естественно сложившегося объективного соотношения цен на топливо и энергетические ресурсы.

Производство электроэнергии на ГЭС и доля гидроэнергетики в выработке электроэнергии

Страна	Абсолютный размер вырабатываемой электроэнергии, млрд. кВт·ч в год
Канада	315—320
США	250—290
Бразилия	220—230
Россия	165—180
Китай	приближается к объему годовой выработки России

Доля гидроэнергетики в выработке электроэнергии в России в 1995 г. составила 21 %. Эта величина примерно равна доле гидроэнергетики в выработке электроэнергии всего мира.

Проведенный анализ показал, что по отдельным континентам и странам имеется существенное различие по удельному весу гидроэнергетики в электробалансах. Так, среди разных континентов наибольший удельный вес гидроэнергетики в Южной Америке. На всех остальных континентах удельный вес гидроэнергетики 18—25 %.

Среди стран с большим удельным весом электроэнергии на ГЭС следует выделить Норвегию (99,6 %), Бразилию (90 %), Австрию (70 %), Канаду (66 %). Их энергосистемы работают вполне надежно. Таким образом, зарубежный опыт свидетельствует, что технических ограничений по повышению удельного веса ГЭС в энергосистемах практически не существует. Все экономически эффективные ГЭС должны быть использованы. Естественно при этом параметры ГЭС (НПУ, полезная емкость, сработка водохранилищ, установленная мощность) должны быть выбраны таким образом, чтобы гарантировалась высокая надежность энергоснабжения потребителей.

Технический уровень гидроэнергетики России в сопоставлении с зарубежным

Технический уровень достижений гидроэнергетики в определенной степени характеризуется величиной установленной мощности электростанций и агрегатов, высотой плотин и емкостью водохранилищ.

Список десяти крупнейших ГЭС мира приведен в табл. 12.8.

Таким образом, из 10 крупнейших по величине установленной мощности действующих ГЭС мира 4 построены в России. Технический уровень мирового турбостроения в значительной степени характеризуется величиной единичной мощности агрегатов. Список 10 электростанций, характеризующихся наибольшей величиной единичной мощности гидроагрегатов, приведен в табл. 12.9.

Данные свидетельствуют о том, что по уровню турбостроения (радиально-осевые агрегаты) Россия занимает ведущие позиции. Из 10 электростан-

Таблица 12.8

Крупнейшие ГЭС мира			
ГЭС	Страна	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию первого агрегата
Итайпу	Бразилия-Парагвай	12600	1983
Гури	Венесуэла	10300	1986
Саяно-Шушенская	Россия	6400	1979
Гранд-Кули	США	6180	1942
Красноярская	Россия	6000	1967
Черчилл-Фолс	Канада	5428	1971
Ла-Гранд-2	Канада	5328	1979
Братская	Россия	4500/5000*	1961
Усть-Илимская	Россия	4000/4500*	1980
Тукуруй	Бразилия	3960/7260*	1984

* В числителе — установленная мощность, в знаменателе — проектная.

Таблица 12.9

Крупнейшие гидроагрегаты мира				
ГЭС	Страна	Мощность, МВт	Количество, шт.	Год ввода первого агрегата
Гранд-Кули (агрегаты № 22—24)	США	838	3	1978
Итайпу	Бразилия-Парагвай	740	18	1983
Гури	Венесуэла	725	10	1984
Саяно-Шушенская	Россия	640	10	1979
Гранд-Кули (агрегат № 19—21)	США	611	3	1971
Красноярская	Россия	640	10	1967
Черчилл-Фолс	Канада	497	11	1971
Кабира-Босса	Мозамбик	485	5	1972
Ревюсток	Канада	460	4	1984
Майка	Канада	434	4	1976

Таблица 12.10

Самые высокие плотины в мире

ГЭС	Страна	Тип плотины	Параметры плотины			Год окончания строительства
			Высота, м	Длина, м	Объем, млн.м ³	
Нурекская	Таджикистан	З	300	704	58	1976
Гранд-Диксанс	Швейцария	Г	285	695	6	1961
Ингурская	Грузия	А	272	680	3,96	1980
Вайонт	Италия	А	262	190	0,4	1961
Чикоасен	Мексика	З/Н	261	485	15,4	1980
Мовуазен	Швейцария	А	250	520	2	1990
Гуавио	Колумбия	З/Н	246	390	17,8	1989
Саяно-Шушенская	Россия	А/Г	245	1066	9,1	1989
Майка	Канада	З/Н	242	792	32,1	1973
Чивор	Колумбия	З/Н	237	310	11,2	1975

ций с крупнейшими действующими агрегатами 2 электростанции находятся в России.

В области плотиностроения также весьма заметны успехи российской гидроэнергетической школы. Список 10 самых высоких плотин в мире приведен в табл. 12.10.

Условные обозначения: А — аровая, З — земляная, Н — набросная, Г — бетонная гравитационная.

Из 10 крупнейших в мире плотин одна сооружена на территории России, 2 — на территории стран СНГ (в Таджикистане и Грузии). Плотины, сооруженные в странах СНГ, создавались со значительным участием российских гидротехников.

Их данных, приведенных в настоящем разделе, можно сделать вывод, что российская гидроэнергетическая школа находится на уровне самых высоких мировых стандартов.

12.4. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ

Снижение загрязнения воздушного бассейна, особенно окислами углерода, и предотвращение развития «парникового эффекта» на планете стало одной из глобальных мировых проблем. Свой вклад в их решение вносит и Россия. Одним из путей снижения выбросов в энергетике считается расширение бестопливных ее направлений. Гидроэнергетика в этом отношении абсолютно чистое направление. В 1995 г. выработанная на ГЭС электроэнергия позволила на четверть снизить выбросы от электроэнергетики.

При гипотетической предпосылке отсутствия ГЭС в атмосферу над Россией поступило бы дополнительно 0,5 млн. т золы; 0,7 млн. т окислов серы; 0,4 млн. т окислов азота.

Технологический процесс производства гидроэнергии экологически безвреден. При нормальном состоянии оборудования ГЭС могут полностью отсутствовать какие-либо вредные выбросы в окружающую среду. Вместе с тем, возведение гидроэнергетических объектов оказывает на нее влияние. При возведении единичных гидроузлов это влияние оказывается локальным. Однако сооружение каскадов крупных водохранилищ и другие водохозяйственные мероприятия могут изменить природные условия в больших масштабах.

Влияние сооружения гидроэнергетических объектов на окружающую среду разделяется на период строительства и период эксплуатации. **Первый** сравнительно невелик — 5—7 лет. В это время в районе строительства гидроузла нарушается естественный ландшафт. В связи с прокладкой дорог, постройкой промышленной базы и поселка резко возрастает уровень шума. Вода, используемая для разнообразных строительных работ, возвращается в реку с механическими примесями. Она загрязняется также коммунально-бытовыми стоками строительного поселка. В период строительства начинается подъем воды в верхнем бьефе, в результате заполнения водохранилища изменяется расход воды и ее уровень в нижнем бьефе.

Во **втором** происходит разностороннее влияние гидроэнергетических объектов на окружающую среду. Наиболее существенное влияние оказывают водохранилища, создание которых всегда влечет за собой ряд изменений в природных условиях и объектах народного хозяйства затрагиваемой территории, причем эта территория может быть весьма обширной. Например, Куйбышевское водохранилище, имеющее площадь зеркала при нормальном уровне 6450 км, находится в пределах двух областей и трех республик.

Воздействие водохранилищ на окружающую среду зависит от географического положения и типа водохранилища (горные, предгорья, равнинные), геологического строения и гидрогеологической характеристики его ложа и бортов, площади, конфигурации и объема, глубины его сработки, режима эксплуатации и других условий.

Воздействие водохранилищ на природные условия затрагиваемых территорий может быть положительным и отрицательным. Положительное влияние водохранилищ как регулятора стока распространяется на территории значительно большие, чем те, на которых они располагаются. Например, энергетический эффект регулирования стока проявляется не только в тех энергосистемах, в которых работает данная ГЭС, но и в их объединениях. Орошение земель, осуществляемое с помощью Волгоградского водохранилища, охватывает огромную территорию Заволжья и Прикаспийской низменности. Водохранилище комплексного назначения позволяет удовлетворять потребности нескольких отраслей народного хозяйства. Положитель-

Таблица 12.11

Данные о затоплении земель, вызываемом гидроэнергостроительством

Период возведения ГЭС	Площадь затопляемых земельных ресурсов, тыс.га				Отношение об- щей площади зато- пления к объему выработки энер- гии, га/млн.кВт · ч
	Всего	в том числе			
		сельскохозяйст- венные угодья	лес и кустар- ник	прочие земли	
Действующие ГЭС	4481	1558	2084	839	26,4
Строящиеся ГЭС	256	33	188	35	7,7
Объекты, обозри- мой перспективы до 2015 г.: вариант					
максимальный	408	25	354	29	7,0
минимальный	372	18	334	20	6,9
Объекты отдален- ной перспективы: вариант					
максимальный	967	123	655	189	10,5
минимальный	527	112	335	80	11,0

Таблица 12.12

Влияние возведения некоторых гидроузлов
на сельскохозяйственные угодья

Гидроузел	Площадь сельскохозяйственных угодий, тыс.га	
	затопляемых	за счет орошения и за- щиты от наводнений
Рогунский	6	300
Шамхорский	6,2	75
Днестровский	5	468
Токтогульский	21,2	400
Бурейский	3,4	35

В настоящее время водохранилища ГЭС, построенные на территории бывшего СССР, позволяют проводить орошение земель на площади более 10 млн. га.

После создания водохранилищ отдельные участки примыкающих к ним территориям приобретают дополнительную ландшафтную ценность за счет активизации природных процессов и наличия вблизи привлекательного водного объекта. В целом ряде случаев это приводит к необходимости создания на таких участках заповедных и охраняемых территорий. Так, на берегах или в зоне влияния крупных водохранилищ расположены Дарвиновский, Завидовский, Волжско-Камский, Зейский заповедники. В них, кроме чисто охранных мероприятий, организованы разнообразные целе-

ное народнохозяйственное значение водохранилищ велико. Однако сооружение их имеет и отрицательные последствия. При проектировании, строительстве и эксплуатации необходимо способствовать повышению положительных и снижению отрицательных последствий сооружения гидроузлов. Ниже приведены возможные последствия при возведении гидроузлов.

Затопление земель — главный негативный фактор гидроэнергетики по ее влиянию на окружающую среду и социально-экономическую сферу. Крупное гидроэнергетическое строительство, осуществляемое в 1950—1960 гг. на европейской части бывшего СССР, в том числе России, преимущественно в равнинных условиях размещения водохранилищ, сопровождалось изъятием значительных земельных ресурсов. Не являясь мировыми лидерами, такие водохранилища как Рыбинское, Куйбышевское, Цимлянское имеют весьма высокие площади затопления как по абсолютным, так и удельным (по отношению к энергетическому эффекту) показателям.

В результате строительства ГЭС и создания водохранилищ комплексного и энергетического назначения в России затоплено 4,5 млн. га земель (в том числе 1,6 млн. га сельскохозяйственных угодий; 2,1 млн. га лесных площадей и 0,8 млн. га прочих земель).

Общая площадь затоплений в России, вызванная созданием водохранилищ ГЭС, составляет около 0,3 % общего земельного фонда государства, аналогичный показатель в Канаде — 0,6, в США — 0,8 %.

Площадь земель, находящихся в зонах волновой берегопереработки и сильного подтопления до 1 м от поверхности земли, составляет суммарно около 0,5 млн. га.

Основные затопления в России произошли при создании ГЭС Волжско-Камского — 2,0 и Ангаро-Енисейского — 1,1 млн. га каскадов.

Перемещение гидроэнергостроительства в горные и предгорные районы Северного Кавказа, Сибири и Дальнего Востока в сочетании с экономически обоснованным выбором подпорных отметок водохранилищ и инженерными мероприятиями позволило более рационально использовать земельные ресурсы.

Ниже в табл. 12.11 приведены данные о затоплении земель, а также удельные показатели затопления (отношение общей площади затопления к объему вырабатываемой энергии).

Создание водохранилища как регулятора стока в ряде случаев позволяет получить сельскохозяйственные угодья за счет орошения земель и защиты плодородных угодий от наводнений по площади, значительно большей затопляемых площадей (табл. 12.12).

Орошение земель, осуществляемое за счет Волгоградского водохранилища, охватывает огромную территорию Заволжья и Прикаспийской низменности.

вые наблюдения по взаимному влиянию водохранилищ и наземных экосистем, что позволяет разрабатывать и уточнять прогнозы воздействия объекта на окружающую среду.

Подтопления в верхнем бьефе. Зоны подтопления образуются в результате подъема грунтовых вод и приводят к заболачиванию земель, подтоплению различных сооружений, населенных пунктов и связанному с этим ухудшению санитарных условий местности.

В засушливых районах подтопление улучшает условия произрастания растений при соответствующих глубинах почвенных вод. Однако при неблагоприятных условиях подтопление может приводить к засолению почвы, т.е. к ухудшению условий произрастания растений.

Переформирование берегов. Процесс регулирования стока и происходящие в связи с этим колебания уровня воды в водохранилище вызывают переработку берегов и дна, что, в свою очередь, сопровождается уменьшением размеров водохранилища, отложением в нем различных пород, образованием подводных отмелей и отложением взвешенных наносов. Размеры переработки берегов зависят от их геологического строения, режима уровней воды и глубины водохранилища, конфигурации берегов, господствующих ветров и т.п.

Гидрологический режим. Создание водохранилищ и сам процесс регулирования стока приводит к изменениям гидрологического режима в обоих бьефах. Из-за увеличения зеркала водной поверхности резко возрастают потери воды на испарение, что влечет за собой увеличение безвозвратных изъятий воды из реки. Изменяется собственно гидрологический режим реки.

Температурный режим воды. Летом и осенью температура воды в водохранилище становится ниже, чем в реке: начинается более ранний ледостав и сокращаются сроки навигации. В зимнее время температура глубинных слоев водохранилища более высокая, чем в реке. Поэтому после прохождения воды через турбины ГЭС в нижнем бьефе возникают полыньи, длина которых достигает в некоторых случаях нескольких километров.

Климатические условия. Это выражается в изменении температуры воды и воздуха, образовании заболоченных территорий, мелководий, хорошо прогреваемых солнцем при глубине 1—1,5 м, например, на Цимлянском, Волжских, Каховском и других водохранилищах. Повышение температуры воды, выпускаемой из водохранилищ зимой через турбины, и создание в результате этого больших незамерзающих участков в нижнем бьефе приводит к усиленному испарению, туманам, повышенной влажности воздуха при весьма низких отрицательных температурах, как в нижнем бьефе Красноярской ГЭС.

Влияние водохранилищ на фауну (животный мир). Все животные из зоны затопления переселяются на территорию с более высокими отметками. При этом видовой состав их и численность, как правило, уменьшаются.

В ряде случаев водохранилища способствуют обогащению фауны новыми видами водоплавающих птиц.

Влияние на рыбное хозяйство. Необходимо отметить обстоятельства:

сооружение плотины ГЭС препятствует проходу рыбы к местам естественных нерестилищ, а создаваемые в некоторых случаях рыбопропускные устройства не всегда успешно работают;

требования рыбного хозяйства к режиму стока полностью противоречат задачам регулирования стока, т.е. той цели, для которой создается водохранилище, — при ранней сработке водохранилища после весеннего половодья осушаются мелководья, что отрицательно влияет на нерест рыбы в верхнем бьефе, ежедневные колебания на значительную величину нижнего бьефа отрицательно влияют на нерест рыбы в нижнем бьефе;

глубокая сработка водохранилища зимой в средней полосе страны может повлечь за собой замор рыбы на мелководных участках водохранилища.

Воздействие энергетического объекта на ихтиофауну выражается в преграждении путей миграции проходных и полупроходных видов рыб, изменении условий воспроизводства, изменении кормовой базы, а также в возможной гибели рыбы в водозаборах ГЭС. При этом могут сократиться запасы ценных промысловых рыб, а в некоторых случаях и исчезнуть популяции тех или иных видов.

К сожалению не одно гидроэнергостроительство служило причиной снижения рыбопродуктивности наших рек: резко ухудшилось качество воды в реках и водохранилищах, произошло чрезмерное загрязнение промышленными, коммунально-бытовыми и сельскохозяйственными стоками.

Для предотвращения негативных последствий гидростроительства на современных и перспективных объектах предусматриваются специальные мероприятия, включая устройство искусственных нерестилищ, строительство рыбопропускных и рыбозащитных сооружений, регулирование режимов работы гидроузлов в соответствии с требованиями рыбного хозяйства.

В настоящее время на гидроэнергетических объектах РАО «ЕЭС России» построены шесть рыбопропускных сооружений:

три рыбохода для пропуска лососевых рыб на реках Печа и Нижняя Тулома в Мурманской области;

гидравлические рыбоподъемники на Волгоградской и Саратовской ГЭС для пропуска осетровых и частиковых рыб;

рыбоподъемник на Волховской ГЭС для пропуска сиговых.

С целью создания оптимальных условий для нереста осетровых в низовьях Волги режим пропуска в нижний бьеф Волгоградского гидроузла осуществляется в строгом соответствии с требованиями рыбного хозяйства. В тех случаях, когда ущерб предотвратить не удастся, предусматривается строительство компенсационных рыбохозяйственных объектов (рыбоводных заводов, нерестово-выростных хозяйств).

В настоящее время за счет средств энергетических организаций пять таких объектов уже построено, а ряд находится в стадии строительства.

Образование водохранилищ создает предпосылки для увеличения общей массы ихтиофауны и получения дополнительной рыбной продукции. По оценкам специалистов института биологии внутренних вод РАН только на Волжских водохранилищах ихтиомасса возросла более чем в 10 раз по сравнению с естественными условиями. Уловы рыбы на водохранилищах России составили в последние годы около 40 тыс. т в год, без учета любительского рыболовства, объемы которого на некоторых водохранилищах (Саратовское) сопоставимы с промышленным ловом.

Рыбопродуктивность водохранилищ колеблется от 30—40 кг/га в Цимлянском водохранилище, до 2 кг/га в Сибирских водохранилищах, а в среднем по республике достаточно низкая — примерно 5 кг/га, что как минимум в три раза меньше потенциальных возможностей водоемов.

Качество воды. Непосредственное загрязнение воды при эксплуатации гидроэлектростанций невелико и, в основном, происходит в результате утечек масла из системы регулирования поворотно-лопастных турбин при неисправности уплотнения цапф лопастей рабочего колеса, которые могут достигать десятка тонн в сутки, а также случайных утечек масла из других систем в нижний бьеф; стока хозяйственно-бытовых вод станции и поселка при ней, если не предусмотрены специальные очистные сооружения.

Следствием создания водохранилищ является цветение воды с соответствующим ухудшением ее качества. Все водохранилища рек европейской части (средней и южной полосы) летом зацветают. Причина — наличие больших мелководных пространств на водохранилищах (глубина менее 8 м) и сохранение растительного покрова на дне при затоплении, а также застойных зон воды при относительно высоких ее температурах в летний период.

Водохранилища на Крайнем Севере. Значительное воздействие на природу оказывают водохранилища, сооружаемые на Крайнем Севере, в районах вечной мерзлоты. В этих районах под воздействием положительной температуры воды водохранилища оттаивают ледяные прослойки в породах его ложа, бортов и берегов. Кроме этого, происходят просадки грунта ложа водохранилища, наблюдаются просадки грунта, воронки и оползни в прибрежной полосе, увеличивается переработка (разрушение) берегов водохранилища. Изменение сроков льдообразования и таяния льда существенно влияет на условия зимовки и воспроизводства рыбы.

Воздействие водохранилищ на местный климат по данным многочисленных наблюдений незначительно по территории и выражается, в основном, в некотором сглаживании максимальных значений метеорологических характеристик. Негативное воздействие ГЭС и их водохранилищ проявилось только в нижних бьефах глубоководных сибирских водохранилищ, где за счет сброса теплой воды в зимнее время на достаточно боль-

шом протяжении образуется незамерзающая полынья (Красноярская ГЭС). Для борьбы с этим явлением в настоящее время разрабатывается специальная конструкция водозаборов ГЭС (селективные водозаборы), позволяющая регулировать температурный режим воды в нижнем бьефе посредством ее забора с различных глубин водохранилища.

Несмотря на то, что производство электроэнергии на ГЭС процесс безотходный, не исключается вероятность загрязнения водной среды веществами, используемыми при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования.

Было бы неправильно утверждать, что все воздействия водохранилищ на окружающую среду, а их гораздо больше, чем здесь рассмотрено, имеют только отрицательную сторону. Обычно каждое из них обладает комплексом как отрицательных, так и положительных свойств. Например, появление в верхнем бьефе мелководья, с одной стороны, расценивается как отрицательное явление, однако может иметь и положительное значение, если принять во внимание, что на его месте могут быть созданы условия для разведения риса, водоплавающей птицы, животных обитателей — ондатры, нутрии. Заиление прибрежной зоны нежелательно во многих отношениях, но создает возможность получения высокоэффективных удобрений из ила и т.п.

Нельзя также утверждать, что все формы воздействия водохранилищ неизбежны и представляют собой органические пороки гидротехнического строительства. Многие из этих воздействий, проявившиеся в практике создания и эксплуатации водохранилищ, явились следствием или неправильного их проектирования, или нарушением правил эксплуатации водохранилищ и гидроузлов в целом. Так, вредное воздействие водохранилищ на рыбное хозяйство удастся в значительной мере нейтрализовать правильным проектированием и надлежащим уровнем эксплуатации водохранилища.

Мероприятия по охране природы. Гидроэнергетические объекты следует проектировать с минимальным ущербом природе. В целях контроля и современного предотвращения загрязнений окружающей среды на ГЭС организовано наблюдение за:

- протечками и утечками технологических масел;
- качеством сбрасываемой после использования технологической воды;
- утечками элегаза, применяемого в комплексном распредустройстве.

В случае отклонения величин загрязнений от допустимых применяются специально предусмотренные мероприятия. Кроме того, учитывая специфику крупных водохранилищ комплексного и энергетического назначения, на них проводятся следующие виды наблюдений:

- метеорологические;
- гидрохимические;
- гидробиологические, включая ихтиологические.

По результатам наблюдений принимаются решения о необходимых природоохранных мероприятиях.

Для обеспечения надлежащего качества воды в зоне водохранилищ перспективных ГЭС, как правило, предусматривается полная лесочистка ложа водохранилища с максимально возможным хозяйственным использованием древесины (проекты Богучанской, Дальнереченской, Гилюйской и других ГЭС). Под затопление могут быть оставлены только отдельные древостои ниже уровня сработки водохранилища (с учетом высоты дерева), расположенные в труднодоступных местах в случае, если по прогнозным проработкам это существенно не повлияет на качество воды в водохранилище.

При создании водохранилищ предусматривается водоохранная зона водохранилища, на территории которой планируются защитные лесонасаждения и лесовосстановительные мероприятия. Водоохранная зона позволит ограничить поступление в водохранилище загрязняющих веществ с поверхностным стоком.

На базе специально выполненных научных исследований в проекты ГЭС включен широкий комплекс мероприятий по защите растительного и животного мира:

- лесовосстановление взамен затопленных лесных площадей;
- вынос из зоны затопления редких, реликтовых и краснокнижных видов растений;
- плантационное выращивание ценных пород;
- специальный режим пропусков, исключающий иссушение в нижнем бьефе;
- отлов и перемещение из зоны затопления ценных видов животных;
- создание звероферм и зверопитомников;
- организация охраняемых и заповедных территорий;
- строительство рыбозащитных, рыбопропускных и компенсационных объектов.

При разработке строительных планов необходимо рационально выбирать карьеры, местоположение строительной базы, дорог и т.п. К моменту завершения строительства должны быть проведены рекультивация нарушенных земель и озеленение территории. По водохранилищу наиболее эффективным природоохранным мероприятием считается инженерная защита. Например, строительство дамб обвалования уменьшает площадь затопления и сохраняет для хозяйственного использования земли, месторождения полезных ископаемых, снижает потери воды на испарение, уменьшает площадь мелководий и улучшает санитарные условия водохранилища, сохраняет природные естественные комплексы.

Постройка дамб обвалования для защиты от затопления насосных станций для перекачки поверхностного стока и дренирующих вод в водохранилище позволяет использовать защищенные от затопления земли для нужд сельского хозяйства и других целей. Если постройка дамб экономически не оправдывается, то мелководья используют для других нужд. При под-

держании необходимого уровня воды мелководья могут выполнять функции нерестилищ и кормовой базы для рыбного хозяйства.

Для предотвращения или уменьшения переработки берегов их укрепляют. Предприятия, железные дороги, жилые и коммунально-бытовые постройки, памятники старины выносятся из зоны затопления.

Для обеспечения прежнего качества воды необходима санитарная очистка ложа водохранилища до его затопления. С этой целью для уменьшения загрязненного поверхностного стока выполняют агротехнические мероприятия и строят различные очистные сооружения.

Следует отметить, что строительство ГЭС и, соответственно, образование водохранилищ и их влияние на окружающую среду необходимо рассматривать в составе общей проблемы влияния энергетики на биосферу с учетом особенностей производства электроэнергии электростанциями всех видов и расходования различных энергоресурсов. При отсутствии ГЭС пришлось бы сооружать тепловые и атомные электростанции с теми же функциями, что и ГЭС. Это потребовало бы расходования дополнительно только в Европейской части 35 млн. т топлива в условном исчислении, что привело бы к значительному ухудшению экологической обстановки.

Необходимо учитывать и то обстоятельство, что в существующих условиях нет другой возможности удовлетворения все возрастающей потребности в пресной воде, кроме как с помощью крупных водохранилищ, используемых для перераспределения речного стока.

В этих условиях при проектировании следует лишь стремиться свести к минимуму отрицательные явления, проявляющиеся в результате создания водохранилищ.

Воздействие гидроэнергетического объекта на сложившуюся социальную обстановку района строительства обусловлено главным образом необходимостью переселять людей из зон затопления, подтопления, берегопереработки, неблагоприятных климатических или других условий, отрицательно сказывающихся на здоровье и жизнедеятельность населения. Кроме того, возможны изменения условий хозяйствования вследствие изменений в природной среде, а также в результате появления нового производственного объекта (ГЭС) и водного объекта (водохранилища), который открывает новые возможности для развития производительных сил и использования близлежащих сырьевых ресурсов. Определенное воздействие на социальную сферу оказывает коллектив строителей, особенно если он формируется из людей, не проживающих на данной территории.

За весь период гидроэнергетического строительства в стране переселено около 840 тыс. человек, из них только при создании Волжско-Камского каскада — 666 тыс.

Хорошо представляя, что процесс переселения людей с обжитых мест один из наиболее сложных в социальном отношении и болезненный, проектировщики современных ГЭС стремятся максимально снизить количест-

во переселяемых людей за счет оптимизации подпорных отметок водохранилищ или организации инженерной защиты населенных пунктов.

По прогнозным расчетам общее число предполагаемого к переселению населения по перспективным объектам не превысит 25 тыс. человек. Удельный показатель переселения населения на 1 млн. кВт·ч выработки энергии ГЭС составит всего 0,3 человек, в то время по существующим ГЭС он составляет 5 человек.

Для переселяемого населения предусматривается строительство благоустроенных населенных пунктов, оснащенных современными инженерными коммуникациями и необходимым набором социально-культурно-бытовых объектов. Кроме того, в проектах ГЭС в соответствии с действующими законами выделяются средства для компенсации сносимых строений, предметов недвижимости, садовых насаждений и т.п.

В проектах ГЭС современного поколения учтен целый комплекс мероприятий, направленных на снятие социальной напряженности, уменьшение возможного негативного воздействия на социальную сферу, а также улучшение условий проживания местного населения, среди которых следует назвать:

организационные:

проведение определенной кадровой политики при формировании коллектива строителей,

организация системы учета общественного мнения,

выполнение работ по переселению по юридическим договорам заказчика с каждой семьей;

связанные с капитальными затратами:

периодическое медицинское обследование местных жителей не только в период строительства объекта, но и в первые годы его эксплуатации, строительство по согласованному с местными властями списку объектов жилищного хозяйства, соцкультбыта, коммуникаций, домов отдыха, подсобных хозяйств и др.,

археологические исследования и раскопки, вынос памятников культуры и истории из зоны водохранилища;

мероприятия в период эксплуатации объекта:

отчисление части прибыли от реализации электроэнергии в местный бюджет,

уменьшение платы за электроэнергию в населенных пунктах, расположенных вблизи водохранилища,

перевод на электроотопление домов в зоне влияния объекта.

Общие величины затрат на природоохранные компенсационные и социальные мероприятия могут составлять для ГЭС современного поколения до 30 % общей суммы затрат на создание объекта.

Все проекты гидроэнергетических объектов, разработанные в последние пять лет, имеют тщательное экологическое обоснование. Это проекты

Усть-Среднеканской, Зирани, Нижнеангарских, Вилуйской, Ургальских, малой Катунской и др. ГЭС. Подвергались дополнительному анализу в экологическом и социально-экономическом отношении практически все строящиеся объекты, в том числе Богучанская, Зеленчукские, Ирганайская, Зарамагские ГЭС, Загорская ГАЭС и другие объекты.

Уточненные в проектах новых объектов природоохранные требования, а также дополнения и ограничения, принятые на строящихся объектах, позволили привести объемы природопользования в соответствии с имеющимся здесь экологическим ресурсом. Наиболее наглядным свидетельством экологической и социальной совместимости новых объектов гидроэнергетического строительства служит снижение ущерба от затопления земель и переселения населения. По большинству новых объектов затопление земель и переселение населения не превышает соответственно 4—5 га и 1 жителя на 1 кВт·ч выработки электроэнергии, что почти на порядок ниже чем в среднем за весь предшествующий период строительства ГЭС. Так, при новой схеме энергетического использования Нижней Ангары (ниже Богучанской ГЭС) строительством каскада из четырех ГЭС с суммарной выработкой электроэнергии 17,1 млрд. кВт·ч затопляется 26,2 тыс. га (в том числе 8,1 тыс. га сельхозугодий) и переселяется 8,2 тыс. чел. при удельных показателях соответственно 1,5 га/млн. кВт·ч и 0,5 чел/млн. кВт·ч.

В практику создания ГЭС современного поколения входит общественное обсуждение проектов гидростанций, где экологические и социальные проблемы оказываются в центре внимания. Такое обсуждение состоялось по технико-экономическим обоснованиям и проектам Катунской, Вилуйской, Дальнереченской ГЭС и Загорской ГАЭС-II.

Решение о строительстве того или иного гидроэнергетического объекта принимается с учетом мнения общественности после детальной экологической экспертизы проекта.

Вопросы для повторения

1. Почему экономические энергетические ресурсы изменяются во времени?
2. Расскажите о принципе действия ГАЭС.
3. Какова роль гидроэлектростанций в энергообъединениях России?
4. Назовите факторы, определяющие высокую эффективность производства электроэнергии на ГЭС.
5. Назовите факторы, оказывающие положительное и отрицательное воздействие на окружающую среду при возведении в створе реки ГЭС.
6. Назовите меры, предусматриваемые в проектах ГЭС, снижающие отрицательное воздействие на экологию при их возведении.

Глава 13

КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВО ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

13.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЭС НА РАЗНЫХ СТАДИЯХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Схема (иногда технико-экономический доклад — ТЭД) — первый предплановый и предпроектный документ. Применительно к гидроэнергетике целью схемы в самом общем выражении считается изучение возможности и перспектив использования гидроэнергетических ресурсов отдельных рек и водотоков или группы рек и водотоков, входящих в территориальную зону (административную, физико-географическую или экономическую).

Составление «схемы» предполагает обязательное рекогносцировочное инженерное, экологическое и социальное обследование и необходимый минимум полевых инженерных изысканий.

В схеме использования гидроресурсов реки разрабатываются следующие основные вопросы:

выявление технического и экономического потенциалов гидроэнергоресурсов рассматриваемой реки, при этом под техническим потенциалом понимается сумма технически возможных с инженерной точки зрения ГЭС на водотоке, создание которых допустимо по социально-экологическим условиям (без учета экономической целесообразности);

выявление первоочередных объектов проектирования и последующего строительства без установления окончательных параметров и лимитной стоимости этих объектов.

В качестве примера одного из наиболее крупных предпроектных документов, разработанного институтом Гидропроект, можно назвать «ТЭД об основных направлениях развития малой гидроэнергетики СССР»; в нем рассмотрено более 2000 створов, из которых 100 было отнесено к числу первоочередных объектов. Пример региональной схемы — «Схема развития малой гидроэнергетики Северной Осетии», где из 25 рассмотренных объектов 11 отнесены к первоочередным.

Технико-экономическое обоснование (ТЭО). По существу это начало процесса проектирования конкретной ГЭС, хотя, как отмечалось, ему могут предшествовать проработки в рамках схемы. В ТЭО, наряду с принципиальными техническими решениями, определяется общая стоимость строительства, которая не должна быть превышена на последующих стади-

ях. От последующих стадий ТЭО отличается, с одной стороны, максимальный временной лаг между периодом проектирования и началом строительства, тем более, моментом его завершения, и, с другой, относительно минимальный объем и степень проработки проектных материалов, особенно в части технологии работ. Сложности определения стоимости усугубляются, как правило, отсутствием, на момент проектирования, подрядной организации.

Для использования в ТЭО строительства гидростанции существующая общегосударственная сметно-нормативная база определения стоимости, ориентированная на последующие стадии проектирования, не подходит. Поэтому были разработаны ведомственные укрупненные показатели стоимости для строительства гидростанций (УПС ГЭС), соответствующие минимальной детальности исходных проектных материалов в ТЭО*.

Сборник предусматривает первоначальное определение стоимости работ для условий базисного района (Московская область) с последующей привязкой к местным условиям проектируемой стройки.

Для объектов основного назначения были разработаны УПС по основным видам гидротехнических работ (бетонные, земляные, каменные конструкции, туннели и т.д.). Разработка этих УПС была выполнена на основе единых районных единичных расценок (ЕРЕР) их укрупнением за счет технологических признаков.

В результате в характеристиках («шапках»), получаемых УПС, полностью отсутствует упоминание о применяемых типах механизмов, их грузоподъемности, емкости ковшей и т.п., что позволило чрезвычайно существенно уменьшить число УПС в сравнении с ЕРЕР, упростить их использование.

Поскольку перечень работ, для которых разработаны УПС, не включает ряд немассовых видов работ (водослив, гидроизоляция, сантехнические работы и т.п.), итоговая стоимость строительно-монтажных работ по гл. 13 увеличивается на 10 % за счет так называемой «неполноты номенклатуры».

Кроме УПС по видам работ, Гидропроект разработаны весьма специфические, еще более укрупненные показатели для определения затрат по главам 1, 3—12 сводного расчета стоимости. Дело в том, что издавна сложилась практика, при которой в ТЭО относительно углубленно разрабатываются только гидротехнические сооружения (гл. 2), объекты и затраты прочих глав рассматриваются весьма эскизно, что затрудняет по ним нахождение стоимости.

Учитывая это обстоятельство, на основании статистической обработки данных по ряду построенных ГЭС установлены процентные соотношения между стоимостью строительно-монтажных работ гидротехнических сооружений и затратами других глав. Эти соотношения дифференцированы

* Сборник укрупненных показателей стоимости для ТЭО строительства ГЭС и ГАЭС (УПС ГЭС-84), утвержденный Минэнерго СССР 06.06.1984 г.

по характерным районам страны, они подлежат некоторой корректировке в зависимости от конкретных условий района строительства и позволяют определить в ТЭО полную стоимость стройки.

Для компенсации при такой методике возможных неучтенных факторов в ТЭО предусмотрена достаточно высокая норма резерва на непредвиденные работы и затраты, которая составляет 15—20 % полной стоимости строительства.

Практика использования сборника УПС показывает, что, несмотря на повышенную норму непредвиденных расходов, стоимость на последующих стадиях все-таки превышает таковую, определенную в ТЭО. Для исправления этой ситуации, прежде всего, требуется углубление проработок по всему комплексу сооружений.

Проект. Гидростанции относятся, как правило, к сложным сооружениям и их проектирование осуществляется в две стадии — проект и рабочая документация.

Разработка проекта ведется непосредственно на основании утвержденного ТЭО и материалов по выбору площадки.

В проекте на основе конкурсного проектирования проводится необходимая доработка и детализация проектных решений, принятых в ТЭО, уточняются основные технико-экономические показатели, в том числе стоимость строительства.

Разделы проекта разрабатываются без излишней детализации в составе и объеме, достаточных для обоснования принимаемых решений, определения объемов работ, а также для правильного вычисления сметной стоимости строительства.

В состав документации, передаваемой заказчику, не включаются расчеты строительных конструкций, оборудования, объемов работ и т.п., а также материалы инженерных изысканий. Они могут быть представлены заказчику во временное пользование по его требованию.

Проект состоит из следующих разделов:

- общая пояснительная записка;
- генеральный план и транспорт;
- научная организация труда рабочих, управление предприятием;
- строительные решения;
- организация строительства;
- охрана окружающей среды;
- жилищно-гражданское строительство;
- сметная документация;
- паспорт проекта.

В составе сметной документации составляется сводный сметный расчет стоимости строительства, средства в котором распределяются по 13 главам. Наименование глав 1—12 и включаемые в них затраты приведены в кн. 2, гл. 5.

В гл. 13 включаются работы и затраты, связанные с подготовкой водохранилища (K_{13} гл. «А»), определяются специальными расчетами на основании «Положения о порядке проведения мероприятий по подготовке зон затопления водохранилищ в связи со строительством гидростанций и водохранилищ», утвержденного Правительством.

Положение определяет порядок установления затрат, связанных с переселением населения, переносом строений, подготовкой зоны затопления водохранилища (санитарная подготовка, лесосводка и лесочистка, изменение условий судоходства, охрана исторических памятников и т.д.). В смету на строительство гидростанций и водохранилищ включаются затраты на возмещение убытков землепользователям и водопользователям в связи с отводом земель для строительства гидроэлектростанций и водохранилища. Затраты, связанные с расширением и реконструкцией строений и сооружений, подлежащих переносу из зоны затопления водохранилищ, относятся на сметную стоимость гидроузлов.

Целесообразность проведения мероприятий по защите от затопления (обвалование и т.д.) должна быть обоснована технико-экономическими расчетами.

При определении капиталовложений по гл. 13 (K_{13} гл. «А») значительную долю могут составить затраты по компенсации потерь сельскохозяйственного производства, связанные с изъятием сельскохозяйственных угодий. Они определяются в соответствии с постановлением Правительства «О возмещении убытков землепользователям и потерь сельскохозяйственного производства при отводе земель для государственных и общественных нужд». Потери сельскохозяйственного производства в этом постановлении рекомендуется оценить по нормативам стоимости освоения новых земель. Потери сельскохозяйственного производства не возмещаются при отводе земельных участков под строительство водохранилищ и мелиоративных систем, используемых для орошения земель сельскохозяйственного назначения.

Создание гидроузлов на реках, имеющих рыбохозяйственное значение, может приводить к нарушению условий естественного воспроизводства рыбных запасов (размножение и нагул рыбы) в данном бассейне. В целях сокращения этого ущерба месторасположение, параметры и режим работы гидроузла должны выбираться с учетом интересов всех участников водохозяйственного комплекса, в том числе и рыбного хозяйства. Особое значение имеют объемы и внутригодовое распределение рыбохозяйственных попусков в низовьях рек.

Необходимо иметь в виду, что ущерб рыбному хозяйству во внутренних водоемах наносится не только строительством гидроузлов, но и загрязнением воды, водозаборами, ростом безвозвратного потребления (не связанного с сооружением гидроузлов), лесосплавом и другими факторами. По-

этому при проектировании необходимо проводить объективный анализ ущерба, который наносится только сооружением гидроузла.

На смету гидроузла относятся капиталовложения, необходимые для предотвращения или восстановления теряемого из-за сооружения гидроузла объема улова и его видового состава. При этом главное внимание обращается на мероприятия для расширенного воспроизводства наиболее ценных рыб (осетровых, лососевых). В состав рыбохозяйственных мероприятий, относимых на сметы гидроузлов, входят рыбоводные заводы, нерестово-выростные хозяйства, обводнение естественных и строительство искусственных нерестилищ, рыбопроходных и рыбозащитных сооружений и др. При невозможности или неэкономичности полного восстановления рыбопродуктивности водоема предусматривается компенсация потерь за счет строительства предприятий товарного рыбоводства (прудовых, озерных, тепловодных).

При возведении гидроузлов на судоходной реке может возникнуть ущерб народному хозяйству в связи с увеличением издержек на перевозки при изменении судоходных условий или передачей грузов на другие виды транспорта при прекращении транзитного судоходства, а также при переносе затапливаемых объектов и пр. Затраты по компенсации ущерба, наносимого водному транспорту, относятся на смету гидроузла. Основные из них — строительство судопропускных сооружений; осуществление мероприятий, связанных с обеспечением нормальных условий работы флота, портов, пристаней, причалов и промышленных предприятий в верхнем и нижнем бьефах гидроузлов и т.д. Ущерб на водном транспорте учитывается и для несудоходных рек, если в планируемый период возникает целесообразность организации на данной реке судоходства, но наличие гидроузла делает это невозможным или ухудшает его экономические показатели.

Рабочая документация. Последняя наиболее глубокая и детальная стадия проектирования, по материалам которой непосредственно возводятся сооружения. На этой стадии сметы на отдельные объекты и виды работ используются для расчетов за выполненные работы между подрядчиком и заказчиком. Рабочая документация содержит рабочие чертежи, разрабатываемые в соответствии с государственными стандартами СПДС.

Сметная документация, составляемая в порядке, установленном Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений (СНиП 1.02.01—85) и методическими указаниями по определению стоимости строительства зданий и сооружений и составлению сводных сметных расчетов:

ведомости объемов строительных и монтажных работ по ГОСТ 21.03.84 г.;
ведомости и сводные ведомости потребности в материалах, составляемых по видам строительных и монтажных работ по ГОСТ 21.109-80;
сборники спецификации оборудования по ГОСТ 21.110-82.

По отдельным особо сложным объектам проектная организация при составлении рабочей документации может выполнять дополнительные работы, уточняющие материалы проекта.

Учитывая длительный срок строительства гидроэлектростанций, сметы к рабочим чертежам разрабатываются постепенно под планируемую годовую объем строительно-монтажных работ, т.е. практически за 6—9 месяцев до реализации проектных решений в натуре.

На стадии рабочей документации имеющиеся у составителя схем исходные данные для определения стоимости носят наиболее полный и достоверный характер. Это касается как данных об объемах и конструктивных особенностях сооружений, принимаемых по рабочим чертежам, так и чисто технологических вопросов, по которым возводящая объект подрядная организация располагает исчерпывающей информацией, поскольку речь идет о работах, выполняемых через 6—9 месяцев.

В комплексе вопросов определения стоимости строительства гидроэлектростанций существенное значение имеет правильная оценка влияния природных и экономических условий района строительства на стоимость проектируемого объекта.

Кроме того, в процессе проектирования в ряде случаев возникают ситуации, требующие оперативной оценки изменения сметной стоимости гидроузлов при их строительстве в том или ином районе страны. Часто появляется необходимость учета изменения стоимости и во времени под воздействием инфляционных процессов либо других факторов.

Один из факторов при определении затрат на строительно-монтажные работы — район строительства, для которого предусмотрены территориальные коэффициенты изменения стоимости строительно-монтажных работ гидроэлектростанций. Значения этих коэффициентов для некоторых ГЭС приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1

Территориальные коэффициенты изменения стоимости строительно-монтажных работ гидроэлектростанций

ГЭС, район строительства	Территориальный коэффициент
Бурейская на реке Бурей (Дальний Восток)	1,54
Каскад ГЭС на реке Кемь (Кольский п/о)	1,25
Зараматские (Сев. Осетия)	1,19
Ирганайская (Дагестан)	1,22
Богучанская на реке Ангара	1,68
Колымская	2,59
Вилуйская ГЭС-III (Якутия)	2,52
Курейская на реке Курейка	2,29

Главные ценообразующие факторы, характеризующие величину территориального удорожания объекта, как следует из анализа результатов расчета, это повышающие коэффициенты к заработной плате, тарифам на автоперевозки, для ряда районов размер накладных расходов, определяемых индивидуально для строительной организации, и уровень зимних удорожаний работ, устанавливаемых в зависимости от температурных условий района; очень существенный фактор — транспортные условия района, непосредственно сказывающиеся на стоимости привозных материалов.

Относительно высоким уровнем территориальных коэффициентов в таблице выделяются две группы гидростанций: Колымская, Вилуйская, Курейская и Бурейская, Богучанская.

Объекты первой группы расположены в районах северней 60 параллели (так называемый район Крайнего Севера). Их объединяют максимальные значения повышающих коэффициентов к заработной плате (1,7) и тарифам на автоперевозки (2,2), высокие показатели норм накладных расходов и зимних удорожаний, этим объектам свойственны сложные транспортные схемы доставки материалов (для Колымской ГЭС — особо сложные, включая морской транспорт).

Вторая группа объектов расположена также в тяжелых природно-климатических условиях, но южнее 60 параллели (районы, приравненные к району Крайнего Севера). Количественные показатели ценообразующих факторов и транспортные условия близки к первой группе, территориальные коэффициенты занимают промежуточное положение между районами Крайнего Севера и всеми другими районами, учтенными в расчете.

Заслуживают выделения и гидростанции, строящиеся в горных и предгорных условиях (Зарамагские, Ирганайская).

Отметим, что весь расчет территориальных коэффициентов учитывает изменение стоимости работ только под влиянием ценообразующих факторов.

Изменение стоимости работ под воздействием климатических, сейсмических или любых других не стоимостных факторов, могущих вызвать необходимость усиления конструкций, увеличения объемов работ, пересмотра марок бетона и т.п., остается за рамками этого расчета и подлежит прямому учету в процессе проектирования объекта.

Как отмечалось, сметная стоимость всех проектируемых гидроузлов определяется в сметных ценах, введенных с 1 января 1984 или 1991 г. Неизменность сметных цен обеспечивает сопоставимость всех стоимостных расчетов. Однако, с другой стороны, стоимость в ценах 1991 г. при нестабильности стоимостных показателей имеет условный характер, она не отражает текущий, т.е. сегодняшний уровень цен на строительную продукцию, в котором протекает деятельность подрядной организации.

13.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГЭС

Стоимость строительства проектируемых гидроэнергетических объектов вычисляется по сводной смете, состоящей из двух частей:

раздел А — капиталовложения в промышленное строительство;

раздел Б — капиталовложения в жилищно-гражданское строительство.

Смета по разделу А включает вышеупомянутые 13 глав.

При проведении сметно-финансовых расчетов затраты по гл. 2 находят прямым счетом:

$$K_i = P_i V_i,$$

где P_i — стоимость единицы строительно-монтажных работ по УПС; V_i — объем работ.

Значения стоимости единицы работ, приведенные в УПС, подлежат обязательной привязке к местным условиям проектируемой стройки. Привязку следует проводить по формуле

$$P_m = [P_6 K^M + P_6 (K_1^3 K_2^3 - 1) + T_6 (K^T - 1) + \Sigma MC_m] (1 + H_n),$$

где P_m — стоимость единицы работ и конструкций в ценах проектируемой стройки; P_6 — стоимость для базисного района по соответствующему УПС;

K^M — поправочный коэффициент по приложению 4 УПС к базисной стоимости, учитывающей увеличение затрат на эксплуатацию машин в районах, приравненных к Крайнему Северу; для других районов коэффициент следует принимать за 1,0; P_6 — заработная плата для базисного района, включая зарплату, входящую в стоимость эксплуатации строительных машин [УПС, гр. 5, табл. 1]; K_1^3 — районный коэффициент к заработной плате рабочих [УПС, приложение 3]; K_2^3 — льготный коэффициент к заработной плате рабочих, установленный для района строительства; T_6 — стоимость авто-

транспорта для базисного района [УПС, гр. 6, табл. 1]; K^T — поясной поправочный коэффициент к стоимости автотранспорта [УПС, приложение 3]; M — норма расхода привязываемых материалов и ресурсов на единицу работ и конструкций [УПС, гр. 7, табл. 1]; C_m — единичная стоимость материалов, учитывающая местные условия; C'_m — разница в стоимости 1 кВт·ч электроэнергии для местных условий и учтенной в УПС (вводится только на УПС гидромеханизации 1,25—1,40); H_n — принятый размер накладных расходов и плановые накопления.

Стоимость монтажных работ следует принимать равной 12 % стоимости технологического оборудования, в том числе заработная плата рабочих 4 %; определенная таким образом стоимость монтажных работ включает накладные расходы и плановые накопления.

Стоимость монтажных работ подлежит привязке к местным условиям проектируемой стройки по формуле

$$П_m^M = П_6^M + P_6^M (K_1^3 K_2^3 - 1).$$

Здесь $П_6^M$ — базисная стоимость работ (12 % стоимости оборудования); P_6^M — базисная величина заработной платы монтажных работ (4 % стоимости оборудования); K_1^3, K_2^3 — районный и льготный коэффициенты к зарплате.

Для вычисления затрат по гл. 1, 3—12 используется табл. 13.2.

Следует отметить, что УПС не распространяются на стройки со стоимостью строительно-монтажных работ основных объектов строительства (см. гл. 2) менее 25 млн. руб. (в ценах 1984 г.); структура затрат по главам для этих строек определяется по осуществленным объектам-аналогам.

Для проектируемых объектов, возводимых в особых условиях (строительство в каскаде станций, позволяющее широко использовать производственную базу предшествующего объекта; весьма сложных топографических условий и т.п.) следует находить затраты по гл. 1, 5, 8 сводного расчета специальным вычислением.

Стоимость внешних линий электропередач и подъездных дорог, не охватываемых настоящим УПС, следует определять по структуре сводного расчета стоимости.

Помимо всех перечисленных выше составляющих раздела «А» сметы, отдельно учитываются также непредвиденные затраты (K_{H3}). На стадии ТЭО согласно УПС они составляют 15—20 % сметной стоимости 13 глав раздела «А».

Таким образом, полная сметная стоимость строительства по разделу «А» составит

$$K_A = K_{2 \text{ гл. «А»}} + K_{1,3-12 \text{ гл. «А»}} + K_{13 \text{ гл. «А»}} + K_{H3},$$

$$\text{где } K_{H3} = 0,2(K_{2 \text{ гл. «А»}} + K_{1,3-12 \text{ гл. «А»}} + K_{13 \text{ гл. «А»}}).$$

Раздел «Б» — стоимость объектов жилищного и гражданского назначения принимается в процентах (долях) общей сметной стоимости по разделу «А» без затрат по водохранилищу в следующих размерах:

10 % — районы Европейской части бывшего СССР и Кавказа;

11 % — Урал и Сибирь;

12 % — районы, приравненные к районам Крайнего Севера.

Капиталовложения по разделу «Б» на стадии ТЭО определяются в виде

$$K_B = (0,1 - 0,12)(K_A - K_{13 \text{ гл. «А»}}).$$

Полная сметная стоимость строительства (объем финансирования)

$$K_{см} = K_A + K_B.$$

На гидроузел $K_{г\text{у}}$ относят капиталовложения по разделу «А», за вычетом реализованных возвратных сумм $K_{возв}$, а также стоимость объектов, пере-

Таблица 13.2

Затраты по главам сводного расчета стоимости строительства объектов производственного назначения (в % от стоимости строительно-монтажных работ гл. 2)

Глава	Название главы	Стройки в районах			
		европейская часть страны, Северный Кавказ	горные районы Средней Азии, Кавказ, Закавказье	Сибирь, Казахстан	приравненные к районам Крайнего Севера
1	Подготовка территории строительства	5	5	4	4
3	Объекты подсобного и обслуживающего назначения	2	2	2	2
4	Объекты энергетического хозяйства	1	1	2	2
4.1	Внешние линии передач	По расчету в соответствии с проектом			
5	Объекты транспортного хозяйства и связи	4	7	5	5
5.1	Внешние подъездные дороги (для каналов — дорога вдоль канала)	По расчету в соответствии с проектом			
5.2	Линии дальней связи				
6	Наружные сети и сооружения водоснабжения, канализации, теплоснабжения	1	1	1	1
7	Благоустройство и озеленение территории	1	1	1	1
8	Временные здания и сооружения, включая разборку	16	16	21	23
8.1	Временные поселки строителей				
8.2	Временные дороги	По расчету в соответствии с проектом			
8.3	Перевозка рабочих				
9	Прочие работы и затраты	11	13	15	17
9.1	Зимние удорожания работ	По НДЗ-84 в % от СМР гл. 1—8			
9.2	Дополнительные затраты на транспорт привозных материалов	По Указанию к применению ЕРЕР-84 в % от СМР гл. 1—8			
9.3	Подвижной характер работ				
9.4	Льготы для работающих в районах, приравненных к Крайнему Северу	По расчету в соответствии с проектом			
10	Содержание дирекции и авторский надзор	0,6	0,6	0,6	0,6
11	Подготовка эксплуатационных кадров	0,1	0,1	0,1	0,1

Окончание табл. 13.2

Глава	Название главы	Стройки в районах			
		европейская часть страны, Северный Кавказ	горные районы Средней Азии, Кавказ, Закавказье	Сибирь, Казахстан	приравненные к районам Крайнего Севера
12	Проектные и изыскательские работы (без стоимости составления ОМ)	9	9	10	10
	Всего	50,7	55,7	61,7	65,7
13	Работы и затраты по созданию водохранилища	По отдельным расчетам			

Примечание. Под двузначными номерами (4.1, 5.1, 8.1 и т.д.) указаны затраты, не учтенные в нормативах по соответствующим главам и рассчитываемые дополнительно.

даваемых различным ведомствам для дальнейшего использования $K_{\text{перед}}$. К возвратным суммам относятся следующие средства:

от реализации материалов после разборки временных зданий и сооружений;
от реализации попутно добываемых, но неиспользованных строительных материалов и пр.

Затраты на создание объектов, передаваемых в эксплуатацию другим ведомствам, включают затраты на мосты, дороги и пр. Другим ведомствам может передаваться также поселок (раздел «Б»). Стоимость объектов, не относящихся на гидроузел, также подлежит экономическому обоснованию.

В настоящих условиях перехода к рыночным отношениям затраты по разделу «Б» и объектам, относящимся к другим ведомствам, проводятся за счет средств, выделяемых соответствующими ведомствами.

13.3. УДЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И ПУТИ ИХ СНИЖЕНИЯ

В общем виде капиталовложения, относимые на гидроузел, могут определяться по формуле

$$K_{\text{гв}} = K_{\text{А}} - K_{\text{возвр}} - K_{\text{перед}},$$

где $K_{\text{возвр}}$ — возвратные средства; $K_{\text{перед}}$ — стоимость объектов, которые после завершения строительства передаются на баланс другим организациям (в том числе компоненты ВХК).

При использовании водотока только в энергетических целях капиталовложения, относимые на гидроузел $K_{\text{гв}}$, равны капиталовложениям, относимым на энергетику ($K_{\text{эн}}$). При комплексном использовании водотока капиталовложения в гидроузел на основе специальных расчетов распределяются между всеми участниками комплекса — энергетикой, орошением, водоснабжением, водным транспортом и т.д. При этом естественно, $K_{\text{эн}} < K_{\text{гв}}$.

При технико-экономических сопоставлениях часто применяются показатели удельных капиталовложений.

В гидроэнергетике наибольшее распространение получили две характеристики — удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности $k_{\text{ГЭС}}^N$ и удельные капиталовложения на 1 кВт · ч среднесуточной выработки электроэнергии $k_{\text{ГЭС}}^{\text{Э}}$:

$$k_{\text{ГЭС}}^N = K_{\text{эн}} / N_{\text{уст ГЭС}}.$$

Здесь $N_{\text{уст ГЭС}}$ — установленная мощность ГЭС (суммарная номинальная мощность всех генераторов, установленных на гидростанции, при расчетном $\cos \varphi$);

$$k_{\text{ГЭС}}^{\text{Э}} = K_{\text{эн}} / \text{Э}_{\text{ср ГЭС}},$$

где $\text{Э}_{\text{ср ГЭС}}$ — среднесуточная выработка энергии на ГЭС.

Так как значительная часть ГЭС предназначена для работы в пиковой и полупиковой частях графика нагрузок, т.е. число часов использования установленной мощности менее 3500, а в базисной части графика нагрузок число часов использования ГЭС может достигать 6000—6500, то удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности могут дать искаженное представление о ГЭС. Поэтому необходимо при сопоставлениях принимать во внимание оба вида показателей.

Пути снижения удельных капиталовложений в строительство ГЭС:

1. Комплексное использование водотока. В этом случае капиталовложения распределяются между участниками (компонентами) водохозяйственного комплекса и на энергетику относится только часть общих затрат.
2. Концентрация мощности на одной ГЭС. С увеличением установленной мощности стоимость одного установленного кВт (удельные капиталовложения) снижается.
3. Унификация оборудования, использование типовых решений.
4. Использование местных строительных материалов, не требующих перевозки на большие расстояния.
5. Совершенствование методов и организации строительного-монтажных работ.

Вопросы для повторения

1. Раскройте способы определения стоимости строительства для разных стадий проектирования.
2. Расскажите о содержании гл. 13.
3. Расскажите о порядке составления сметно-финансового расчета затрат по гл. 2.
4. Как определяется полная сметная стоимость строительства ГЭС?
5. Как определяются удельные капиталовложения?
6. Каковы пути снижения удельных капиталовложений?

Глава 14

СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

14.1. РАСЧЕТ ИЗДЕРЖЕК ПРОИЗВОДСТВА НА ГЭС

Годовые эксплуатационные затраты (издержки) на ГЭС определяются по элементам и статьям затрат и основным стадиям производства. Элементы и статьи затрат на ГЭС те же, что и на ТЭС, за исключением затрат на топливо и связанных с его транспортом и подготовкой (исключение составляют гидроаккумулирующие станции — ГАЭС, при расчете издержек которых имеет место топливная составляющая).

Стадии производства можно условно представить в виде двух: гидротехнического цеха; турбинного и электротехнического цехов. (Для небольших по мощности ГЭС себестоимость электроэнергии калькулируется без подразделения на стадии производства).

Стадия производства	Затраты
Гидротехнический цех	Эксплуатация гидротехнических сооружений; расходы по эксплуатации, ремонту, амортизации сооружений, производственных зданий и оборудования, закрепленного за цехом, заработная плата персонала и пр.
Турбинный и электротехнический цеха	Эксплуатация гидроагрегатов со всеми вспомогательными устройствами (в том числе щиты и затворы); расходы по выработке и трансформации электроэнергии и отпуску ее с шины ГЭС в сеть; расходы по эксплуатации, ремонту и амортизации зданий и оборудования цехов

Для определения фактических издержек производства подсчитываются те же статьи, что и по ТЭС, за исключением затрат на топливо.

При формировании структуры себестоимости к основным составляющим издержек производства относят:

амортизационные отчисления I_a ;

вспомогательные материалы $I_{вм}$;

отчисления на соцстрах $I_{сс}$;

услуги производственного характера (затраты на ремонты, выполняемые подрядным способом, в том числе стоимость запасных частей и материалов, использованных при этом виде ремонта) $I_{упх}$;

прочие затраты $I_{пр}$ (в том числе плата за землю, экологические платежи, отчисления в ремонтный фонд, платежи процентов за кредиты банка,

отчисления в страховой фонд, в фонд НИОКР, в инвестиционные средства, налоги на дорожные фонды и прочие затраты);

другие затраты $I_{др}$ (оплата энергии со стороны).

Общие издержки ГЭС составляют

$$I_{ГЭС} = I_a + I_{вм} + I_{сс} + I_{упх} + I_{пр} + I_{др} = I_a + I_{экспл}.$$

В структуре себестоимости наиболее высокие значения имеют составляющие на амортизацию, оплату труда и услуги производственного характера.

Ниже приводятся значения составляющих в структуре себестоимости 1996 г. за три квартала Зейской ГЭС и один квартал Саяно-Шушенской ГЭС (табл. 14.1, 14.2).

Определение составляющих издержек производства на гидроэлектростанциях

Амортизационные отчисления $I_{ам} = \sum I_{ai} K_i$. Расчет амортизации основных фондов (средств) на их полное восстановление (реновацию) производится по нормам амортизационных отчислений, утвержденных Правительством России по видам основных фондов (средств) и балансовой стоимости этих основных фондов

Таблица 14.1

Структура себестоимости Зейской ГЭС за 1996 г.

Показатель (статья затрат)	В % от себестоимости		
	1 квартал	2 квартал	3 квартал
Амортизация	46,2	33,5	35
Затраты на оплату труда	14,8	22,9	20,2
Отчисления на социальное страхование	5,1	8,1	7,1
Отчисления на медицинское страхование	0,53	0,84	0,73
Услуги производственного характера	6,3	11,8	7,4
Вспомогательные материалы	2,5	4,4	4,1
Прочие затраты	12,1	9,1	12,5
в том числе:			
плата за землю	0	0	0,73
экологические платежи	0,15	0	0,04
отчисления в ремонтный фонд	0	0	0
платежи, %, за кредиты банка	3,8	3,35	3,6
отчисления в страховой фонд	1,1	0	0
отчисления в фонд НИОКР	0	0	0
отчисления в инвестиционные средства	0	0	0
налоги на дорожные фонды	4,19	4,08	4,9
другие прочие затраты	2,8	1,8	3,27
Другие затраты (энергия со стороны)	0,21	0,11	0,02
Списано на непроизводственные счета	0	0	0

Таблица 14.2

Структура себестоимости Сайно-Шушенской ГЭС

Показатель (статья затрат)	В % от себестоимости, 4 квартал 1996 г. (план)
Амортизация	15,4
Затраты на оплату труда	13,4
Отчисления на социальное страхование	4,67
Отчисления на медицинское страхование	0,48
Услуги производственного характера	37,5
Вспомогательные материалы	0,87
Прочие затраты	12,6
в том числе:	—
отчисления в НИОКР	2,67
отчисления в инвестиционные средства	7,7
налоги на дорожные фонды	
другие прочие затраты	2,21
Другие затраты (энергия со стороны)	2,25
Списано на непроизводственные счета	—

$$I_{ам} = (\Sigma H_{ai} / 100) K_i,$$

где H_{ai} — норма амортизационных отчислений по i -й группе основных фондов, %; K_i — балансовая стоимость i -й группы основных фондов.

Норма амортизации по каждой группе основных фондов (элементу ГЭС) дифференцирована.

Затраты на оплату труда. Заработная плата на стадии проектирования определяется на основании штатного расписания, составляемого в соответствии с нормативами, в зависимости от мощности ГЭС, единичной мощности агрегатов, их числа и индивидуальных особенностей эксплуатации, учитываемых поправочными коэффициентами. Издержки $I_{з пл}$ высчитываются как

$$I_{з пл} = A_n \Phi_{з пл},$$

где A_n — расчетная численность персонала, чел.; $\Phi_{з пл}$ — средний фонд заработной платы одного работающего, руб/год.

Затраты на вспомогательные материалы. К ним относятся затраты на смазочные масла, изоляционные материалы, малоценные и быстроизнашивающиеся предметы; они составляют 1—2 % общих издержек по ГЭС.

Услуги производственного характера. Расчет проводится, исходя из необходимости проведения регламентных (ремонтных и других) работ с учетом прогнозируемых в период регулирования цен и тарифов на указанные услуги.

Покупная энергия на производственные и хозяйственные нужды (в том числе стоимость покупной электроэнергии и мощности и теплоэнергии, получаемых с ФОРЭМ или от других производителей энергии). Рас-

чет затрат на покупную энергию с ФОРЭМ проводится, исходя из утвержденного ФЭК баланса энергии и мощности, и уровня, утвержденных ФЭК, тарифов на электроэнергию и мощность, поставляемых с ФОРЭМ.

Стоимость покупной электроэнергии от блок-станций и других производителей электроэнергии, не выведенных на ФОРЭМ, определяется на основании баланса электроэнергии энергоснабжающей организации и установленных РЭК тарифов.

Отчисления на социальные нужды (в том числе отчисления на социальное страхование, отчисления в фонд занятости, обязательное медицинское страхование, в пенсионный фонд и другие отчисления, предусмотренные действующим законодательством). Расчеты выполняются, исходя из установленных действующими нормативами правовыми актами норм и нормативов указанных отчислений.

Прочие затраты в том числе:

целевые средства энергоснабжающих организаций (формируются в установленном действующим законодательством порядке);

на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, для финансирования программ по созданию и освоению новой техники, эффективных и безопасных технологий;

страховой фонд;

инвестиционные средства.

Плата за предельно допустимые выбросы (сбросы) загрязняющих веществ. Плата за выбросы (сбросы) загрязняющих веществ в окружающую природную среду определяется в соответствии с действующими экологическими нормативами Минэкологии России. Расчеты должны быть согласованы с соответствующими территориальными органами экологического надзора.

Оплата процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам, в части, относимой в соответствии с действующим законодательством на себестоимость.

Затраты на подготовку и переподготовку кадров. Расчеты проводятся по нормам и нормативам в установленном законодательством порядке.

Отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования. После выделения из общих амортизационных отчислений затрат на капитальные ремонты с отнесением их на эксплуатационные составляющие себестоимости, предприятия по разному отреагировали на это решение: некоторые составили нормы затрат на ремонты (капитальные и текущие) и в соответствии с этими нормами осуществляют отчисления в ремонтный фонд; другие — нормы на ремонт не составили, поэтому все затрат на ремонты разносят по статьям эксплуатационных затрат — на оплату труда, вспомогательные материалы (материалы и запасные части) и т.д.

Независимо от схемы финансирования, потребность в финансовых средствах на проведение всех видов ремонтов рассчитываются на основе норм

и программ проведения ремонтных работ и норм расходования материальных и трудовых ресурсов.

Непроизводственные расходы. Налоги и другие обязательные сборы, оплачиваемые за счет себестоимости.

Другие прочие затраты. Исходя из действующих нормативных документов и отраслевых особенностей отнесения затрат на себестоимость продукции, они включают затраты на отопление зданий, расходы по охране труда и технике безопасности и др.

Гидроэлектростанции представляют собой высоконадежное предприятие с высоким уровнем автоматизации. В связи с этим, затраты на их эксплуатационно-ремонтное обслуживание сравнительно невелики, следовательно, для предварительных расчетов они могут учитываться осредненным суммарным удельным показателем, руб/кВт,

$$I_3 = I/N_y = f(I_3, I_y),$$

который тем ниже, чем больше установленная мощность (рис. 14.1).

Все составляющие издержек на ГЭС относятся к категории условно-постоянных, т.е. практически не зависят от объема вырабатываемой энергии.

На ГЭС вырабатывается только электроэнергия, поэтому при определении себестоимости единицы продукции все затраты, связанные с ее производством за конкретный период (квартал, год), относятся к отпущенной с шин ГЭС за этот же период электроэнергии

$$S_{эз} = I_{ГЭС} / \mathcal{E}_{отп ГЭС} = I_{ГЭС} / (\mathcal{E}_{ГЭС} (1 - \beta_{сн} / 100)),$$

где $\beta_{сн}$ — расход на собственные нужды, %.

Себестоимость электроэнергии ГЭС в несколько раз ниже себестоимости электроэнергии ТЭС и АЭС. В среднем себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии на ГЭС — 22—25 руб/кВт·ч (в ценах 1996 г.), а на крупных ТЭС (Братская, Красноярская) в зависимости от водности года — 8—15 руб/кВт·ч.

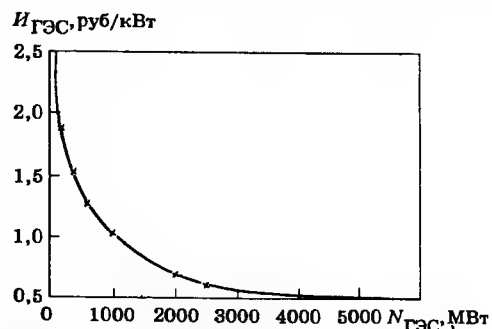


Рис. 14.1. Изменение удельных эксплуатационных издержек от мощности ГЭС

Факторы, влияющие на себестоимость электроэнергии ГЭС

Издержки производства на действующей ГЭС — величина практически постоянная. В связи с этим в общем случае основным фактором, влияющим на изменение себестоимости считается водность года: с ее увеличением, и, соответственно, увеличением выработки электроэнергии, она снижается и, наоборот, с уменьшением водности года — увеличивается.

Перечислим факторы, определяющие величину себестоимости электроэнергии на ГЭС:

- установленная мощность ГЭС;
- единичная мощность агрегатов;
- капиталовложения;
- режим работы в суточном и годовом разрезе (число часов использования установленной мощности);
- степень зарегулированности стока;
- водность года.

С увеличением установленной мощности ГЭС, снижением удельных капиталовложений, повышением водности года и степени зарегулированности стока себестоимость электроэнергии, выработанной на ГЭС, — снижается.

14.2. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГАЭС

На ГАЭС себестоимость электроэнергии имеет (также как ТЭС и АЭС) топливную составляющую — издержки, связанные с затратами на топливо при заряде ГАЭС. Издержки производства на ГАЭС могут быть определены как

$$I_{ГАЭС} = I_{топл} + I_{ам} + I_{экспл}.$$

Топливая составляющая характеризуется расходом и ценой топлива или расходом электроэнергии на заряд ГАЭС и ее ценой. Доля топливной составляющей, %, в общих издержках высока.

Коэффициент полезного действия ГАЭС примерно 70—71 %, поэтому для выработки 1 кВт·ч расходуется почти 1,4 кВт·ч при заряде ГАЭС. Так как ГАЭС — электростанции, потребляющие уже выработанную электроэнергию другими станциями, то себестоимость их электроэнергии значительно выше, чем на любой ГЭС и даже ТЭС большой мощности. Себестоимость выдаваемой электроэнергии, например, Загорской ГЭС 289 руб/кВт·ч (против 140 руб/кВт·ч на ТЭС), из них топливная составляющая 203 руб/кВт·ч или 70 % себестоимости при заряде ГАЭС от станций, работающих на твердом топливе.

При эксплуатации ГАЭС действительная величина себестоимости зависит в основном от двух факторов:

стоимости заряда ($I_{топл}$), т.е. стоимости топливной составляющей себестоимости электроэнергии источника заряда (ТЭС, АЭС);

числа часов использования установленной мощности ГАЭС ($h_{\text{уст}} \text{ ГАЭС}$);

$$S_{\text{ГАЭС}} = (I_{\text{топл}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{экспл}}) / \mathcal{E}_{\text{ГАЭС}} = (I_{\text{топл}} + C) / N_{\text{уст}} \text{ ГАЭС} h_{\text{уст}} \text{ ГАЭС}.$$

При стабильных ценах на топливо основными показателями, определяющими изменение себестоимости ГАЭС, становятся число часов использования ее установленной мощности и, соответственно, количество вырабатываемой электроэнергии $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}$; чем выше $\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}$, тем ниже $S_{\text{ГАЭС}}$ и, наоборот, снижение $h_{\text{уст}} \text{ ГАЭС}$ ($\mathcal{E}_{\text{ГАЭС}}$) против расчетных значений приводит к повышению себестоимости вырабатываемой ГАЭС электроэнергии.

Пути снижения издержек и удельной себестоимости электроэнергии на ГЭС

1. Улучшение качества проектирования и удешевление строительства, снижение капиталовложений (приводит к уменьшению амортизационных отчислений).
2. Повышение качества поставляемого оборудования и его монтажа (обеспечивает снижение затрат на капитальные и текущие ремонты).
3. Совершенствование управления ГЭС (за счет снижения затрат на оплату труда).
4. Повышение эффективности использования водотока — повышение КПД установки за счет оптимизации режимов работы, своевременности проведения ремонтов и т.п.
5. Повышение уровня эксплуатации оборудования (своевременная наладка комбинаторных зависимостей поворотнлопастных турбин, своевременная чистка и смазка узлов и т.п.).

14.3. РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ

Если ГЭС находится в составе АО-энерго, то считается его структурной единицей, поэтому все расходы оплачивает АО-энерго.

Если ГЭС — дочернее предприятие (АО ГЭС), то она является продавцом электроэнергии. В этом случае планируется товарная продукция (ТП), которая складывается из себестоимости товарной продукции (сумма всех затрат) и прибыли.

К средствам, формируемым за счет прибыли, относятся следующие затраты:

- на развитие производства, в том числе на капитальные вложения;
- на социальное развитие, в том числе на капитальные вложения и образование фонда потребления за счет прибыли;
- дивиденды по акциям; в соответствии со Статьей 4 Закона о государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию

в Российской Федерации, при рассмотрении вопросов платы на вложенный капитал регулируемых коммерческих организаций РЭК обеспечивает создание условий для привлечения отечественных и иностранных инвестиций;

налоги, оплачиваемые за счет прибыли; расчет проводится согласно действующему налоговому законодательству;

прибыль на прочие цели, в том числе:

- платежи за превышение предельно допустимых выбросов (сбросов) загрязняющих веществ;
- оплата процентов за полученный кредит и по бюджетным ссудам, в части, относимой на прибыль;
- отчисления в резервные (и другие) фонды, предусмотренные действующим законодательством;
- другие расходы.

Потребности в финансовых средствах на производственное, научно-техническое и социальное развитие энергоснабжающей организации рассчитываются с обоснованием всех источников финансирования с учетом принятых схем развития и инвестиционных программ.

Уровень рентабельности коммерческих организаций по регулируемой деятельности складывается, исходя из объемов указанных выше средств, формируемых за счет прибыли.

В соответствии с существующими утвержденными документами средняя отпускная цена, руб/кВт·ч, в этом случае определяется как

$$C_{\text{отп}} = TP_{(\text{год, кв})} / \mathcal{E}_{\text{Г(кв)}}.$$

Тогда отпускной тариф, по которому при реализации оплачивается продукция, складывается из платы за мощность и платы за отпущенную потребителю электроэнергию.

Плата за мощность, руб/кВт,

$$T_N = 0,95 TP_{(\text{кв})} / N_y.$$

Плата за отпущенную электроэнергию, руб/кВт·ч,

$$T_{\text{эз}} = 0,05 TP_{(\text{кв})} / \mathcal{E}_{\text{кв}}.$$

Объем реализации за квартал, млн. руб, составляет

$$O_p = T_N N_y + T_{\text{эз}} \mathcal{E}_{\text{кв}}.$$

Вопросы для повторения

1. Какие факторы оказывают влияние на себестоимость электроэнергии ГЭС?
2. Расскажите как определяются составляющие издержек себестоимости.
3. Как рассчитывается удельная себестоимость электроэнергии ГЭС?
4. Как определяется удельная себестоимость электроэнергии на ГАЭС?
5. Каковы пути снижения удельной себестоимости электроэнергии на ГЭС?
6. Как вычисляется средняя отпускная цена электроэнергии на ГЭС?

Глава 15

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС

15.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Тесная связь гидроэнергетических объектов с природными условиями и являющаяся результатом этого их большая индивидуальность делает необходимым выбор основных параметров гидроузла в каждом конкретном проекте. Основные параметры комплексных гидроузлов и ГЭС:

отметка нормального подпорного уровня (НПУ);

полезный объем или, другими словами, горизонт мертвого объема (ГМО) водохранилища;

величина установленной мощности (основные параметры ГЭС определяются на основании технико-экономических расчетов).

Изменение каждого из этих параметров в той или иной степени влияет на энергетические, водохозяйственные и стоимостные показатели гидроузлов.

Энергетические показатели (мощность и выработка электроэнергии) характеризуют энергетический эффект ГЭС в энергосистеме.

При комплексном использовании должны учитываться затраты и эффекты не только по энергосистеме, но и по другим компонентам комплекса. Капитальные вложения и ежегодные издержки должны отражать затраты, необходимые для сооружения и эксплуатации гидроэнергетического объекта.

Отметим, что все основные параметры ГЭС взаимосвязаны, поэтому технико-экономические расчеты проводятся по вариантам в несколько этапов. На каждом этапе расчетов предварительно вычисляются оптимальные значения одних параметров при условии, что остальные заданы или уже имеют частные оптимальные значения, подлежащие уточнению. Так, при обосновании отметки НПУ или ГМО в качестве частных оптимумов принимается, предварительно найденная для каждого из значений НПУ и ГМО, величина установленной мощности ГЭС. На этом этапе величина установленной мощности определяется предварительно и подлежит уточнению при дальнейшем проектировании. Основная задача расчета величины установленной мощности на первом этапе — обеспечение сопоставимости вариантов для обоснования остальных параметров комплексных гидроузлов и ГЭС.

Очередность проведения расчетов при выборе основных параметров гидроузла следующая:

для каждой отметки НПУ задаются несколькими вариантами отметки ГМО водохранилища;

для каждого сочетания (отметка НПУ — отметка ГМО) определяется в предварительном порядке величина установленной мощности;

проводятся технико-экономические расчеты для обоснования оптимальной глубины сработки для каждого варианта отметки НПУ;

технико-экономическое сравнение отметок НПУ и определение наиболее эффективной из рассматриваемых отметок проводится с учетом оптимальной глубины сработки (отметки ГМО) и предварительно найденной установленной мощности для каждого из вариантов отметки НПУ;

после выбора отметки НПУ необходимо вновь вернуться к уточнению установленной мощности ГЭС, применительно к выбранной отметке НПУ, с учетом характеристик возможного к установке оборудования.

Технико-экономические расчеты по выбору параметров ГЭС должны основываться на действующих в России методах определения экономической эффективности капиталовложений. При этом должна определяться сравнительная эффективность инвестиций, связанных с развитием параметров ГЭС. В качестве альтернативы развитию параметров ГЭС следует получить эквивалентный энергетический эффект за счет наиболее оптимальных видов альтернативных электростанций. В качестве таковых могут рассматриваться парогазовые электростанции, тепловые электростанции конденсационного типа, атомные, в отдельных случаях — дизельные электростанции. Кроме того, должны учитываться затраты, эффекты и ущербы по неэнергетическим участникам водохозяйственного комплекса (речной транспорт, ирригация, рыбное хозяйство, водоснабжение населенных пунктов и т.д.). Методы финансовой (коммерческой) эффективности капиталовложений при выборе параметров гидроэнергетических объектов, как правило, не применяются.

Технико-экономические расчеты по выбору параметров гидроэнергетических объектов могут проводиться по трем основным расчетным формулам:

внутренней норме прибыли (экономической);

чистой современной стоимости (экономической);

индексе доходности (экономическом).

Внутренняя норма прибыли (экономическая) — представляет собой коэффициент дисконтирования, при котором сумма дисконтированных потоков наличности равна величине дисконтированных оттоков наличности за достаточно длительный период. Применительно к выбору параметров гидроузлов она будет иметь вид, представленный ниже:

$$\sum_{t=1}^{T_p} (P_t - K_t - I_t + L_t)(1 + E_{\text{внп}})^{-t} = 0, \quad (15.1)$$

где P_t — стоимостная оценка результатов от приращения в некоторых пределах параметров гидроэнергетического объекта в год t . Эта оценка может осуществляться следующим способом. Прежде всего должен быть определен энергетический, а для комплексных гидроузлов и неэнергетический эффект от развития (приращения) параметров гидроэнергетического объекта. Затем подсчитывается экономия затрат (капитальных и эксплуатационных) на альтернативном варианте энергоснабжения в год t , который может быть получен при приращении параметра гидроэнергетического объекта. Если от приращения параметра имеется эффект (или ущерб) в других отраслях водохозяйственного комплекса, то он так же подлежит обязательному учету по аналогичным принципам. Таким образом, величина P_t формируется по следующей формуле: $P_t = K_{та} + I_{та} - L_{та}$, где $K_{та}$, $I_{та}$ и $L_{та}$ — соответственно капиталовложения, эксплуатационные издержки и ликвидные суммы по альтернативным энергетическим и комплексным мероприятиям, обеспечивающим энергетический и комплексный эффекты, эквивалентные соответствующим эффектам от развития параметров ГЭС; K_t — капиталовложения, необходимые для приращения параметров гидроэнергетического объекта в год t . В этой составляющей учитываются, прежде всего, капиталовложения в период строительства ГЭС. Вместе с тем, в случае, если срок службы ($T_{сл}$) отдельного элемента гидроэлектростанции меньше расчетного периода T_p , то в составе K_t должны учитываться соответствующие повторные капиталовложения. Соответственно, в связи с учетом повторных капиталовложений, амортизационная часть издержек ГЭС в расчетах экономической эффективности не подлежит учету; I_t — ежегодные эксплуатационные затраты, связанные с приращением параметров гидроэнергетического объекта в год t . Следует отметить, что изменение ежегодных эксплуатационных издержек при приращении параметров гидроэнергетических объектов, в ряде случаев может быть весьма незначительно либо вообще отсутствовать, и поэтому в отдельных технико-экономических расчетах по выбору параметров ГЭС этой составляющей можно пренебречь; L_t — ликвидная стоимость, связанная с приращением параметров гидроэнергетического объекта в год t ; $E_{внп}^3$ — внутренняя норма прибыли (экономическая), представляет собой норму дисконтирования, при которой обеспечивается справедливость равенства (15.1). Величина внутренней нормы прибыли определяется методом последовательного приближения; T_p — продолжительность (последний порядковый год) расчетного периода. При 50-летнем периоде соответственно 50-й год, при 100-летнем — сотый. Как правило, в расчетах по выбору параметров гидроэнергетических объектов T_p принимается за 50 лет. Однако вполне возможно принять T_p за 30 и 40 лет. Точность расчетов и, соответственно, экономическая обоснованность выбора

параметров гидроэнергетического объекта при этом практически не пострадает; t — текущий год.

Отметим, что в том случае, когда увеличение параметров ГЭС приводит к дополнительным затратам в электросетевое строительство и в подстанции или в соответствующие мероприятия по реализации эффекта по другим компонентам водохозяйственного комплекса, соответствующие затраты должны быть учтены в значениях K_t , I_t и L_t .

Приращение параметра гидроэнергетического объекта признается эффективным, если величина внутренней нормы прибыли $E_{внп}^3$ окажется ниже установленного норматива дисконтирования $E_{диск}$, т.е. критерием эффективности служит соотношение

$$E_{внп}^3 < E_{диск}. \quad (15.2)$$

Как отмечено выше, параметры гидроэнергетических объектов могут выбираться и по показателю чистой современной стоимости

$$\mathcal{E}_{эк} = \sum_{t=1}^{T_p} (P_t - K_t - I_t + L_t)(1 + E_{диск})^{-t}, \quad (15.3)$$

где $E_{диск}$ — норма дисконтирования (приведения разновременных затрат).

Остальные обозначения те же, что и в формуле (15.1).

Критерием эффективности повышения параметров ГЭС при исчислении чистой современной стоимости служит следующее соотношение:

$$\mathcal{E}_{эк} > 0. \quad (15.4)$$

При выборе параметров ГЭС возможно использование показателя индекса доходности

$$ИДЭ = \frac{\sum_{t=1}^{T_p} (P_t - I_t + L_t)(1 + E_{диск})^{-t}}{\sum_{t=1}^{T_p} K_t(1 + E_{диск})^{-t}} \geq 1. \quad (15.5)$$

Остальные обозначения аналогичны (15.1), (15.3).

За критерий эффективности повышения параметров ГЭС при использовании показателя ИДЭ принимают

$$ИДЭ > 1. \quad (15.6)$$

Расчеты обычно ведутся на эффективность приращения параметра гидроэнергетического объекта в определенных интервалах.

15.2. ВЫБОР УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ГЭС

Установленная мощность — один из основных энергетических показателей ГЭС представляет собой суммарную номинальную активную мощность всех генераторов, установленных на гидроэлектростанции. Установленная мощность исчисляется в киловаттах (мегаваттах).

Крупные размеры многих ГЭС делают весьма значительной их роль в энергетике и экономике отдельных регионов, что повышает значение правильного выбора их установленных мощностей. Следует иметь также в виду, что капитальный характер гидротехнических сооружений определяет в большинстве случаев трудность, а иногда и невозможность изменения после окончания строительства принятой в проекте предельной установленной мощности.

Выше отмечалось, что на оптимизацию величины установленной мощности ГЭС существенное влияние оказывают значения таких основных параметров ГЭС, как отметка НПУ и полезный объем водохранилища. В настоящем разделе рассматривается методика выбора оптимальной величины установленной мощности в предположении, что другие основные параметры экономически обоснованы и выступают в качестве заданных величин.

В этих условиях на величину установленной мощности проектируемой ГЭС влияет несколько факторов. Условно их можно разделить на три группы:

Факторы	Состав
Гидрологические и связанные с водохозяйственной системой	Состав и требования компонентов водохозяйственного комплекса; масштабы и режим отборов воды из верхнего бьефа; требования, предъявляемые к пускам и уровням воды в нижнем бьефе и т.д.
Энергетические	Масштабы энергосистемы и предполагаемые темпы ее развития; режим электропотребления; современная структура генерирующих мощностей и предполагаемые направления развития, в том числе перспективы гидроэнергостроительства; экономические показатели по замене варианту и топливу, развитие электрических сетей и их экономические показатели. Весьма важным, особенно для крупных и средних по величине установленной мощности ГЭС, считается возможность передачи ее энергии и мощности, или их части, в сопредельные энергосистемы и энергообъединения.
Связанные с сооружением самой ГЭС, в том числе природные	Топографические и геологические условия; экономические показатели и, прежде всего, удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности. Кроме того, весьма важны данные о величине капиталовложений, связанных с развитием установленной мощности ГЭС в некоторых пределах (так называемые капиталовложения в дополнительный кВт установленной мощности ГЭС).

Соответственно выбору оптимального варианта установленной мощности предшествуют водохозяйственные, энергетические и сметные расчеты.

В результате водохозяйственных расчетов определяется среднемесячная мощность проектируемой ГЭС ($N_{\text{срмес}}$) в период прохождения годового максимума электрических нагрузок (применительно к условиям России — годовой максимум нагрузки приходится обычно на декабрь-январь). Кроме того, на основании водохозяйственных расчетов устанавливается зависимость среднесуточной выработки энергии проектируемой ГЭС от величины ее установленной мощности $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = f(N_{\text{уст}})$. Эта зависимость в общем случае представляет собой кривую с затухающим приростом среднесуточной выработки электроэнергии по мере возрастания установленной мощности $N_{\text{уст}}$, так как при значительном увеличении $N_{\text{уст}}$ выработка возрастает за счет дополнительного использования стока только в очень многоводные годы.

Результат энергетических расчетов — построение кривой изменения используемой мощности ГЭС во времени $N_{\text{исп}} = f(t)$.

Используемая мощность ГЭС ($N_{\text{исп}}^{\text{ГЭС}}$) состоит из рабочей ($N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$) и резервной ($N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}}$) мощностей:

$$N_{\text{исп}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} + N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} \quad (15.7)$$

Рабочая мощность проектируемой ГЭС определяется размещением суточной выработки энергии ГЭС ($N_{\text{срмес}}^{24}$) в расчетном суточном графике нагрузки энергосистемы.

Для ГЭС, имеющих суточное регулирование, рабочая мощность определяется «вливанием» ее суточной выработки энергии в пиковую часть суточного графика электрической нагрузки по горизонтальным ограничивающим линиям. При этом учитывается совместная работа проектируемой и ранее введенных ГЭС. При наличии водохранилища недельного или более глубокого регулирования суточная выработка электроэнергии проектируемой ГЭС в максимальные расчетные сутки может быть соответственно повышена.

При «влипании» суточной выработки энергии ГЭС и определении возможностей ее использования для покрытия неравномерности электропотребления должны быть учтены ограничения регулирования, связанные с удовлетворением потребностей неэнергетических водопользователей, которые часто вынуждают ГЭС работать частью своей мощности (а иногда и полной мощностью) в базе суточного графика электрической нагрузки.

Расчетная величина рабочей мощности проектируемой ГЭС меняется с течением времени весьма существенно, так как с ростом энергосистемы увеличивается пиковая часть суточного графика электрической нагрузки и,

следовательно, при той же среднемесячной мощности ($N_{\text{срмес}}$), гидроэлектростанция может развивать все большую и большую рабочую мощность.

В суммарном графике нагрузки энергосистемы рабочая мощность ГЭС может быть вычислена как разность между максимальной потребностью в рабочих мощностях других электростанций энергосистемы в вариантах без ввода проектируемой ГЭС и с учетом ее ввода. Обозначим индексом «1» вариант энергосистемы без ввода ГЭС, а индексом «2» с ГЭС.

Разница между этими вариантами и определяет величину рабочей мощности ГЭС

$$N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{раб1}} - N_{\text{раб2}}. \quad (15.8)$$

Резервная мощность ГЭС ($N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}}$) в общем случае может состоять из нескольких составляющих различных по назначению:

$$N_{\text{рез}}^{\text{ГЭС}} = N_{\text{ав}} + N_{\text{нагр}} + N_{\text{рем}}. \quad (15.9)$$

Аварийный резерв ($N_{\text{ав}}$) энергосистемы, размещаемый на ГЭС, представляет собой запас мощности в случае аварии генерирующих источников в энергосистеме и временного выхода их из строя. Аварийный резерв, размещаемый на проектируемой ГЭС, должен быть всегда обеспечен водой на период восстановления выбывшего в результате аварии агрегата (агрегатов) электростанции соответствующих энергосистем или энергообъединений.

Целесообразность размещения аварийного резерва на гидроэлектростанции вытекает из необходимости его включения в энергосистему за очень короткие отрезки времени, измеряемые несколькими секундами. Он может находиться в двух состояниях:

«горячий» — агрегаты находятся во вращении и имеют возможность быстро воспринимать нагрузку;

«холодный» — агрегаты находятся в остановленном состоянии.

Размещаемый на проектируемой ГЭС аварийный резерв определяется в результате анализа ряда факторов, главнейшие из которых следующие:

потребность в аварийном резерве в данной энергосистеме;

возможность образования резервной призмы водохранилища на проектируемой ГЭС;

возможность восстановления аварийно сработавшей призмы водохранилища на проектируемой ГЭС за счет последующего использования резерва ГЭС.

Кроме того, должен, особенно для низконапорных ГЭС, анализироваться размер снижения рабочих напоров и располагаемой мощности ГЭС при работе дополнительной резервной мощности в момент максимума системы. Требуют также специального анализа условия выдачи резервной мощности ГЭС в энергосистему.

Нагрузочный резерв ($N_{\text{нагр}}$) воспринимает внеплановые колебания нагрузки, предназначен для нейтрализации кратковременных (блуждающих)

пиков нагрузки (электротяга, включение двигателей для привода прокатных станов и т.д.). Внезапное увеличение мощности, если оно не воспринято энергосистемой, приводит к отклонению величины частоты тока от нормативной (50 Гц).

Нагрузочный резерв, таким образом, регулирует частоту тока в энергосистеме. Его всегда целесообразно размещать на ГЭС и ГАЭС в связи с необходимостью быстро реагировать на отключение нагрузки у потребителей. При ведении частоты в энергосистеме агрегаты ГЭС должны работать с некоторой недогрузкой, что позволяет за несколько секунд воспринимать толчки нагрузки.

Общая величина нагрузочного (частотного) резерва для крупных энергосистем колеблется в пределах 2—3 %, из них 1,5—2 %, а иногда и больше, размещаются на ГЭС. Величина нагрузочного резерва, размещаемого на проектируемой ГЭС, зависит от состава потребителей, структуры генерирующих мощностей, конфигурации высоковольтных ЛЭП и т.д.

Величина ремонтного резерва ($N_{\text{рем}}$) зависит от числа агрегатов, установленных на гидроэлектростанции, а также от принятой продолжительности межремонтного периода, составляющей для основного оборудования около 4—5 лет. Кроме того, величина ремонтного резерва ГЭС и сроки производства ремонтных работ должны быть согласованы со сроками ремонтов на других электростанциях энергосистемы. При этом размещение ремонтного резерва на различных электростанциях в значительной степени зависит от изменений в потребности энергии и мощности в различные сезоны года.

Величина ремонтного резерва, размещаемого на ГЭС, определяется как общими потребностями энергосистемы, так и возможностями проектируемой ГЭС выполнять подобные функции. Особенность резерва такого типа — необходимость обеспечения его значительной выработкой энергии, если ремонт проводится на тепловых электростанциях. Если ремонт выполняется на проектируемой ГЭС, то такой ремонтный резерв не требует специальной выработки энергии и должен, как правило, размещаться на самой ГЭС.

На основе нахождения рабочей и резервной мощностей ГЭС на ряд перспективных уровней выявляется динамика роста используемой мощности ГЭС по годам. Необходимо отметить, что в начальный период эксплуатации освоение мощности на ГЭС происходит быстро и определяется практически темпами ввода мощности на ГЭС и нарастанием напора на водохранилище проектируемой ГЭС. В дальнейшем интенсивность освоения мощности определяется темпами прироста пиковой нагрузки в энергосистеме, масштабом ввода других электростанций и ЛЭП и т.д.

В результате сметных расчетов определяется та часть капитальных вложений в оборудование с монтажом и сооружениями, которая непосредственно зависит от величины установленной мощности ГЭС. Расчеты проводятся для нескольких вариантов установленной мощности. Для выбора

мощности находится величина приращения капитальных вложений при повышении мощности ГЭС на некоторую величину ($k_{\Delta N}$).

Обычно удельная стоимость дополнительного киловатта установленной мощности ГЭС ($k_{\Delta N}$) намного меньше стоимости основного киловатта ($k_{ГЭС}$), так как при вычислении средней удельной стоимости ГЭС учитываются все капиталовложения по гидроузлу, включая стоимость плотины, водохранилища, здания ГЭС с оборудованием и т.д., а в стоимость дополнительного киловатта входят в основном затраты по расширению здания гидроэлектростанции, стоимость оборудования и изменение затрат по другим сооружениям, которые в отдельных случаях могут оказаться экономией, например по стоимости плотины.

Наличие соотношения $k_{\Delta N}/k_{ГЭС}$, которые, как правило, существенно ниже единицы, служит существенной предпосылкой для обоснования размещения на ГЭС части пиковых и резервных мощностей энергосистемы, а также части агрегатов, используемых в балансе мощности энергосистемы не сразу после ее ввода. Вместе с тем, кривая $k_{\Delta N} = f(N)$ в общем случае имеет тенденцию к возрастанию по мере увеличения установленной мощности ГЭС. Особенно интенсивно проявляется это на низконапорных ГЭС. Здесь увеличение мощности и, следовательно, максимального расхода приводит к подъему нижнего бьефа и снижению напора, а последнее приводит к снижению располагаемой мощности ГЭС ($N_{расп}$).

На средненапорных и высоконапорных ГЭС увеличение стоимости дополнительного киловатта ($k_{\Delta N}$) может происходить скачком в связи с изменением топографических и геологических условий размещения здания ГЭС, изменением параметров водопроводящих сооружений и т.д.

Необходимо различать первоначальные капитальные затраты в дополнительную мощность ГЭС ($K'_{\Delta N}$), вкладываемые в период строительства, и последующие капитальные затраты, которые могут быть осуществлены в период установки оборудования ($K''_{\Delta N}$):

$$K'_{\Delta N} + K''_{\Delta N} = K_{\Delta N}, \quad (15.10)$$

аналогично это относится и к эксплуатационным издержкам

$$I'_{\Delta N} + I''_{\Delta N} = I_{\Delta N}. \quad (15.11)$$

При технико-экономическом обосновании установленной мощности, как и любого другого параметра проектируемой ГЭС, сравниваются два варианта развития энергосистемы:

- 1) при увеличении установленной мощности проектируемой ГЭС;
- 2) при развитии установленной мощности на других электростанциях энергосистемы, рассматриваемых в данном конкретном случае в качестве альтернативных.

Уровни и режимы потребления электроэнергии в энергосистеме для обоих сравниваемых вариантов принимаются одинаковыми. Могут сопос-

тавляться только проектируемые объекты, например ГЭС и заменяемая паровая электростанция (или например, АЭС), но с обязательным учетом их влияния на другие объекты энергосистемы (электростанции, ЛЭП) как эксплуатируемые, так и строящиеся.

При обосновании увеличения установленной мощности могут иметь место два случая.

А. Прирост установленной мощности ГЭС $\Delta N_{ГЭС}$ приводит в расчетный год t к повышению использования мощности ГЭС в энергосистеме и соответственному вытеснению установленной мощности альтернативных электростанций. В этом случае эффект в энергосистеме от повышения установленной мощности проектируемой ГЭС состоит из двух составляющих: снижение ввода мощности на альтернативных электростанциях и экономии топлива, обеспечиваемой выработкой электроэнергии при повышении установленной мощности ГЭС в неполных пределах.

Б. Прирост установленной мощности ГЭС $\Delta N_{ГЭС}$ представляет собой дублируемую мощность в год t . При этом эффектом в энергосистеме будет лишь дополнительная выработка энергии и, соответственно, экономия топлива, обеспечиваемая с повышением установленной мощности ГЭС.

Выбор оптимальной величины установленной мощности ГЭС сводится к технико-экономическому сравнению ряда значений установленной мощности ГЭС. Схема проведения расчетов излагается ниже. Прежде всего, необходимо задаться некоторым значением установленной мощности ГЭС (N_r), измеряемой в киловаттах или мегаваттах. Увеличение установленной мощности ГЭС на ΔN_r кВт, приводит к увеличению капиталовложений в ГЭС и зачастую капиталовложений в электросетевое строительство (K_{IN}). Кроме этого, увеличение установленной мощности ГЭС приводит к возрастанию соответствующих эксплуатационных издержек (I_{IN}) и соответствующих ликвидных сумм (L_{IN}).

Все технико-экономические расчеты должны вестись в интервалах, т.е. для каждой очередной порции дополнительной установленной мощности должны определяться ее экономическая эффективность. Если на ГЭС могут быть установлены различные типы агрегатов с разными диаметрами рабочего колеса, то интервалы при предварительном выборе установленной мощности могут не соответствовать конкретным единичным мощностям агрегатов. Выбор оборудования ГЭС может быть проведен для предварительно выбранной установленной мощности, которая, в небольших пределах, может быть уточнена после получения окончательных данных от поставщиков оборудования.

Однако в тех случаях, когда твердо задан диаметр рабочего колеса известного типа турбины (например, при унификации оборудования на каскаде ГЭС), то установленная мощность должна выбираться на основе реально технически осуществимых вариантов.

В качестве заменяемой электростанции, технико-экономические показатели которой определяют результат от повышения установленной мощности ГЭС, принимается наиболее эффективный из возможных альтернативных типов электростанций. Выбор оптимального типа заменяемой электростанции осуществляется на основе предварительной оптимизации двух вариантов развития энергетических систем — с проектируемой ГЭС и без проектируемой ГЭС. Заменяемой может оказаться тепловая электростанция (конденсационная, парогазовая или газотурбинная), другая ГЭС или ГАЭС, АЭС или ДЭС, в отдельных случаях — сочетание ряда альтернативных энергоисточников.

Применительно к выбору установленной мощности ГЭС формула (15.3) приобретает следующий вид:

$$\mathcal{E}_{эKN} = \sum_{t=1}^{T_p} (P_{tN} - K_{tN} - I_{tN} + L_{tN})(1 + E_{\text{диск}})^{-t}, \quad (15.12)$$

где $\mathcal{E}_{эKN}$ — чистая современная стоимость (экономическая), обеспечиваемая повышением установленной мощности проектируемой ГЭС в некоторых пределах; P_{tN} — стоимостная оценка результатов от повышения установленной мощности проектируемой ГЭС в год t , благодаря экономии затрат на заменяемой электростанции; K_{tN} — дополнительные капиталовложения по проектируемой ГЭС, включая ЛЭП в год t , связанные с повышением установленной мощности проектируемой ГЭС; I_{tN} — дополнительные ежегодные эксплуатационные затраты по проектируемой ГЭС, включая ЛЭП в год t , связанные с повышением установленной мощности проектируемой ГЭС; L_{tN} — дополнительные ликвидные суммы по проектируемой ГЭС, включая ЛЭП в год t , связанные с повышением установленной мощности проектируемой ГЭС.

Остальные обозначения аналогичные формулам (15.1) и (15.3).

Повышение установленной мощности проектируемой ГЭС эффективно, если величина $\mathcal{E}_{эKN}$ имеет положительное значение, т.е.

$$\mathcal{E}_{эKN} > 0. \quad (15.13)$$

Если в качестве заменяемой принимается тепловая электростанция, что является наиболее общим случаем, то количественное значение P_{tN} в (15.12) может быть записано в виде

$$P_{tN} = K_{t\text{ТЭС}} + I_{t\text{ТЭС}} + I_{t\text{топ}} - L_{t\text{ТЭС}}, \quad (15.14)$$

где основные составляющие формулы могут быть подсчитаны следующим образом:

$$K_{t\text{ТЭС}} = \Phi k_{\text{ТЭС}} \Delta N_{t\text{ГЭС}}^{\text{исп}}; \quad (15.15)$$

$$I_{t\text{ТЭС}} = \Psi I_{\text{ТЭС}} \Delta N_{t\text{ГЭС}}^{\text{исп}}; \quad (15.16)$$

$$I_{t\text{топ}} = \Psi C b \Delta \mathcal{E}_{t\text{ГЭС}}. \quad (15.17)$$

Здесь $k_{\text{ТЭС}}$ и $I_{\text{ТЭС}}$ — удельные капиталовложения и соответственно удельные эксплуатационные издержки по заменяемой тепловой электростанции, руб/кВт; C — цена топлива, используемого на заменяемой тепловой электростанции, руб/т*; b — удельная экономия (перерасход) топлива в энергосистеме, обеспечиваемая выработкой энергии на ГЭС, кг*/кВт·ч; Φ и Ψ — коэффициенты эквивалентности по мощности и по выработке проектируемой ГЭС и заменяемой ТЭС; $\Delta N_{t\text{ГЭС}}^{\text{исп}}$ — прирост используемой мощности ГЭС в год t по сравнению с годом $(t-1)$; $\mathcal{E}_{t\text{ГЭС}}$ — дополнительная выработка энергии на ГЭС при повышении установленной мощности проектируемой ГЭС в год t по сравнению с годом $(t-1)$; L_t — ликвидные суммы на заменяемых ТЭС, связанных с повышением установленной мощности проектируемой ГЭС.

Расчеты по выбору оптимальной установленной мощности проектируемой ГЭС могут строиться также на основе приведенной выше формулы внутренней нормы прибыли (15.1) и формулы индекса доходности (15.5).

Расчеты сравнительной эффективности в странах с рыночной экономикой могут проводиться в постоянных ценах, т.е. без учета инфляции. Однако в странах с переходной экономикой, таких как Россия, возможно проведение расчета в скользящих ценах, т.е. в ценах, учитывающих инфляцию. При этом процент инфляции по отдельным элементам капиталовложений, эксплуатационных издержек и затрат по альтернативному варианту (результатов) может быть различным. Предположим, что сравнивается развитие установленной мощности ГЭС со строительством тепловой электростанции на угле. Одним из результатов определения увеличения установленной мощности ГЭС является снижение выработки электроэнергии на тепловой электростанции на угле. При этом выявлено, что добыча угля финансируется из федерального бюджета. В этих условиях сравнение в постоянных (современных) ценах явно будет недостаточно корректным. Отсюда в переходной экономике целесообразно, в отдельных случаях, при наличии соответствующих обоснований, при выборе установленной мощности проектируемой ГЭС, впрочем, как и других параметров гидроузлов, использовать скользящие цены.

В энергосистеме при нахождении результатов от повышения установленной мощности проектируемой ГЭС при определении величины удельной экономии (перерасхода) топлива, обеспечиваемой приростом выработки электроэнергии на проектируемой ГЭС, следует иметь в виду следующее.

Экономия или перерасход топлива при вводе дополнительных агрегатов ГЭС должна вычисляться как разность топливного эффекта ГЭС при соответствующих вариантах установленной мощности.

* Топливо в условном исчислении.

Первые устанавливаемые на ГЭС агрегаты имеют, как правило, высокое число часов использования. Удельная экономия топлива, обеспечиваемая соответствующей выработкой энергии ГЭС, близка к удельному расходу топлива на заменяемых тепловых электростанциях. Последующее увеличение установленной мощности ГЭС может обеспечивать сравнительно небольшой прирост дополнительной выработки энергии. При этом в том случае, если проводится технико-экономическое сравнение развития установленной мощности на ГЭС с тепловой электростанцией, величина удельной экономии топлива, обеспечиваемая дополнительной выработкой ГЭС, по сравнению с удельным расходом топлива на тепловой электростанции, уменьшается из-за наличия так называемого «эффекта вытеснения» малозакономерных тепловых электростанций в зону меньшей выработки.

Выше отмечалось, что весьма существенное влияние на выбор установленной мощности проектируемой ГЭС оказывает фактор времени, так как по мере развития энергосистемы величина использования рабочей и резервной мощностей ГЭС постепенно увеличивается. Отсюда в отдельных случаях возникает вопрос целесообразности установки агрегатов на ГЭС в две очереди. При этом в первую очередь, как правило, экономически обоснованным является установка лишь резервных строительных ячеек для агрегатов второй очереди.

Имеющийся опыт проектирования ГЭС свидетельствует о том, что постепенное увеличение сроков освоения мощности дополнительных агрегатов проектируемой ГЭС в балансе мощностей энергосистемы наряду с уменьшением дополнительной паводочной выработки энергии и увеличением дополнительных затрат в ЛЭП приводит к постепенному снижению экономической эффективности установки дополнительных агрегатов, что и ограничивает развитие установленной мощности проектируемой ГЭС.

15.3. ВЫБОР ОТМЕТКИ НОРМАЛЬНОГО ПОДПОРНОГО УРОВНЯ ГИДРОУЗЛА

Отметка НПУ водохранилища — основной параметр ГЭС. Она определяет не только энергетические показатели ГЭС, но и тип, конструкцию и габариты гидротехнических сооружений, а также зону затоплений и подтоплений. В итоге отметка НПУ определяет энергоотдачу и в существенной степени сметную стоимость проектируемой ГЭС.

Значительное влияние может оказывать отметка НПУ данного гидроузла на параметры и энергоотдачу других гидроузлов на данном водотоке.

Поэтому именно отметка НПУ намечается и предварительно обосновывается на самом раннем этапе проектирования — при составлении схемы комплексного использования реки, когда в результате технико-экономического сопоставления вариантов выбирается схема всего каскада. В дальнейшем при составлении ТЭО по первоочередным объектам происходит уточнение отметки НПУ.

Выбор оптимальной отметки НПУ должен проводиться в результате технико-экономического сравнения вариантов. На диапазон рассматриваемых вариантов отметок НПУ конкретного гидроузла влияет ряд факторов. Так, верхний предел отметки НПУ может ограничиваться недопустимостью затопления крупных населенных и промышленных центров, транспортных объектов, условиями каскадной схемы использования реки, а также топографическими и геологическими условиями в створе плотины и ложе водохранилища. Нижний предел отметки НПУ может определяться резким падением энергоотдачи при уменьшении напора и объема водохранилища или минимально допустимым уровнем водохранилища для неэнергетических потребителей.

Если указанных ограничений нет, то расчетный диапазон целесообразно принять по предварительным соображениям и по 3—4 точкам построить кривые энергетических и экономических показателей гидроузла и выполнить технико-экономические расчеты по обоснованию отметки НПУ.

Интервал рассматриваемых отметок НПУ зависит от абсолютной величины напора проектируемой ГЭС. Чем выше напор, тем более значительным принимается интервал. Для высоконапорных плотин могут рассматриваться варианты отметок с интервалом 10 м. Для низконапорных гидроузлов целесообразно рассмотрение интервала 1—2 м и менее.

При повышении отметок НПУ в широком диапазоне возрастание мощностного эффекта проектируемой ГЭС и среднесуточной выработки электроэнергии на ней, отнесенные к постоянной величине прироста НПУ, постепенно затухает. На увеличение выработки (среднемесячной мощности) влияют при повышении НПУ увеличение напора и используемого стока (при увеличении объема водохранилища). Однако при значительном повышении НПУ влияние второго фактора затухает, чем объясняется и затухание прироста энергетического эффекта.

Затухание прироста мощностного эффекта при этом объясняется, кроме затухания прироста среднемесячной мощности (энергии), также использованием дополнительно зарегулированной энергии, которую обеспечивает повышение отметки НПУ, на покрытие электрических нагрузок во все более плотной зоне графика потребления энергии, что постепенно снижает прирост используемой и, соответственно, экономически оправдываемой установленной мощности при подъеме НПУ.

По мере повышения НПУ возрастает высота и длина напорных сооружений, что может потребовать увеличения общего срока строительства гидроузла, увеличиваются затопляемые и подтапливаемые площади. Увеличение объема водохранилища (при повышении НПУ) может привести к значительному удлинению сроков его первоначального наполнения и более поздним по времени выходом ГЭС на режим и объем проектной энергоотдачи. Кроме того, повышение отметки НПУ может привести к существенному снижению энергоотдачи вышерасположенных существующих ГЭС каскада.

Изменение отметки НПУ проектируемого гидроузла может оказать существенное влияние не только на энергетический, но и на комплексный водохозяйственный эффект существующих ГЭС каскада, а в отдельных случаях повлиять на параметры, технические решения и стоимость строительства других проектируемых на этом каскаде гидроэлектростанций.

Так, при повышении отметки НПУ уменьшается напор, располагаемая мощность и выработка энергии на находящемся в подпоре выше расположенном гидроузле. Если верхние гидроузлы еще не построены, то значительное изменение отметки НПУ данного гидроузла может потребовать перенесение створов и изменения подпорных отметок ближайшего или нескольких других верхних гидроузлов. Вместе с тем, превышение НПУ обычно увеличивает регулируемую емкость водохранилища, что влечет за собой улучшение энергетических показателей нижерасположенных гидроузлов каскада — увеличиваются их зарегулированные расходы воды, используемая мощность и выработка энергии. В отдельных случаях повышение отметки НПУ на проектируемой ГЭС может создать экономические предпосылки для увеличения установленной мощности нижерасположенных ГЭС. Кроме того, если нижележащая ГЭС еще не построена или находится в начальной стадии строительства на последней может иметь место экономия по водосбросным сооружениям из-за уменьшения сбросных расходов из водохранилища проектируемой ГЭС.

Ниже приводится общая схема расчетов по определению оптимальной подпорной отметки гидроузлов.

Рекомендуется задаться несколькими отметками НПУ в намечаемом диапазоне.

Для каждого из сравниваемых вариантов отметок НПУ на основании технико-экономических расчетов в предварительном порядке определяются такие основные параметры, как установленная мощность и глубина сработки водохранилища или, другими словами, горизонт мертвого объема — ГМО водохранилища. Кроме того, для каждого варианта отметки НПУ определяется оптимальный режим первоначального наполнения водохранилища.

Для каждого варианта отметки НПУ (в условиях предварительно выбранных параметров) определяются экономические показатели по гидроузлу — капиталовложения и эксплуатационные издержки и их приращение при последовательном изменении отметок НПУ. Должны быть также определены изменения капиталовложений и ежегодных издержек по другим ГЭС каскада, а также по сопутствующим мероприятиям (линии электропередачи для энергетики, ирригационные сети для сельского хозяйства и т.д.).

Определяются капиталовложения и ежегодные издержки по заменяемым вариантам по всем компонентам водохозяйственного комплекса. Определяются также сопутствующие затраты, связанные с реализацией эффекта в заменяемом варианте. Другими словами, таким образом определяется результат от повышения отметок НПУ.

Выбор оптимальной отметки НПУ проводится на основании технико-экономических расчетов. Он сводится к сопоставлению затрат при увеличении отметки НПУ в некоторых интервалах с результатом (эффектом) по заменяемому варианту, решающему аналогичные задачи в области энергетики, ирригации, водного транспорта, водоснабжения, рыбного хозяйства и т.д.

Применительно к выбору отметки НПУ ГЭС помещенная выше формула (15.3) по определению чистой современной стоимости приобретает следующий вид:

$$\mathcal{E}_{\text{ЭК НПУ}} = \sum_{t=1}^{T_p} (P_{t \text{ НПУ}} \pm P_{t \text{ каск}} - K_{t \text{ НПУ}} \pm K_{t \text{ каск}} - I_{t \text{ НПУ}} \pm I_{t \text{ каск}} + L_{t \text{ НПУ}} \pm L_{t \text{ каск}})(1 + E_{\text{диск}})^{-t}, \quad (15.18)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ЭК НПУ}}$ — чистая современная стоимость (экономическая), обеспечиваемая повышением отметки НПУ проектируемой ГЭС в некоторых пределах; $P_{t \text{ НПУ}}$ — стоимостная оценка результатов от повышения отметки НПУ проектируемой ГЭС в некоторых пределах в год t благодаря обеспечиваемой непосредственно данной ГЭС экономии затрат (капитальных и эксплуатационных) по компонентам водохозяйственного комплекса (энергетики, ирригации, водного транспорта, водоснабжения, рыбного хозяйства и т.д., включая сопутствующие затраты — ЛЭП в энергетике, ирригационные каналы для сельского хозяйства и т.д.); $P_{t \text{ каск}}$ — стоимостная оценка результатов от повышения отметки НПУ проектируемой ГЭС в год t благодаря экономии (перерасходу) затрат (капитальных и эксплуатационных) на каскаде нижележащих и вышерасположенных ГЭС по компонентам водохозяйственного комплекса; $K_{t \text{ НПУ}}$ — дополнительные капиталовложения по проектируемому гидроузлу, включая сопутствующие капиталовложения в год t , вызываемые повышением отметки НПУ проектируемого гидроузла; $K_{t \text{ каск}}$ — перерасход (экономия) капиталовложений в год t по гидроузлам каскада, на которые распространяется влияние повышения НПУ проектируемого гидроузла; $I_{t \text{ НПУ}}$ — дополнительные эксплуатационные издержки по проектируемому гидроузлу, включая сопутствующие эксплуатационные издержки в год t , вызываемые повышением отметки НПУ проектируемого гидроузла; $I_{t \text{ каск}}$ — перерасход (экономия) эксплуатационных издержек в год t по гидроузлам каскада, на которые распространяется влияние повышения НПУ проектируемого гидроузла; $L_{t \text{ НПУ}}$ — дополнительные ликвидные затраты по гидроузлу, включая сопутствующие мероприятия в год t , вызываемые повышением отметки НПУ проектируемого гидроузла; $L_{t \text{ каск}}$ — перерасход (экономия) ликвидных затрат в

год t по гидроузлам каскада, на которые распространяется влияние повышения НПУ проектируемого гидроузла.

Остальные обозначения те же что и в формулах (15.1) и (15.3).

Повышение отметки НПУ проектируемой ГЭС в некотором интервале является эффективным, если величина $\mathcal{E}_{\text{кНПУ}}$ имеет положительное значение, т.е.

$$\mathcal{E}_{\text{кНПУ}} > 0. \quad (15.19)$$

15.4. ВЫБОР ГЛУБИНЫ СРАБОТКИ (ГОРИЗОНТА МЕРТВОГО ОБЪЕМА) ВОДОХРАНИЛИЩА ПРОЕКТИРУЕМЫХ ГЭС

Глубина сработки водохранилища является одним из основных параметров гидроэлектростанции.

С увеличением объема сработки водохранилища уменьшается мертвый объем водохранилища и возрастает коэффициент использования стока реки за счет накопления воды в водохранилище и последующего его применения в маловодные периоды.

При фиксированной отметке НПУ конечная глубина сработки определяет величину мертвого объема и полезной емкости водохранилища и, следовательно, непосредственно влияет на мощность и выработку электроэнергии ГЭС и на комплексный эффект гидроузла.

Вырабатываемую ГЭС электроэнергию ($\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$) при наличии водохранилища можно представить состоящей из двух частей: выработка электроэнергии за счет транзитного стока ($\mathcal{E}_{\text{тр}}$) реки, протекающего во время опорожнения водохранилища, и выработки за счет сработки водохранилища ($\mathcal{E}_{\text{в}}$):

$$\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = \mathcal{E}_{\text{тр}} + \mathcal{E}_{\text{в}}. \quad (15.20)$$

Обе составляющие связаны между собой; $\mathcal{E}_{\text{тр}}$ зависит от объема транзитного стока и напора. В свою очередь, напор зависит от режима и конечной глубины сработки водохранилища. Выработка на транзитном стоке по мере углубления сработки падает. Объясняется это возрастанием потерь энергии за счет снижения напора.

Величина $\mathcal{E}_{\text{в}}$ растет по мере увеличения глубины сработки.

Суммируя для различных глубин сработки энергию водохранилища ($\mathcal{E}_{\text{в}}$) и энергию за счет транзитного стока ($\mathcal{E}_{\text{тр}}$), получим полезную величину выработки электроэнергии ГЭС за весь период опорожнения водохранилища ($\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$).

Величина $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ возрастает до определенного предела, после чего снижение напора не компенсируется увеличением используемого стока и суммарная выработка электроэнергии снижается.

Благодаря увеличению среднегогодовой выработки электроэнергии и среднемесячной мощности, возрастание полезного объема может привести к увеличению установленной мощности ГЭС, что, соответственно, требует дополнительных затрат. Кроме того, даже при постоянной величине установленной мощности более глубокая сработка водохранилища связана с большим заглублением водозабора и удорожанием соответствующих сооружений.

В случае каскадной схемы использования водотока, увеличение полезного объема водохранилища проектируемой ГЭС, может привести к целесообразности увеличения установленной мощности на нижерасположенных ГЭС каскада.

При выборе глубины сработки водохранилища (отметки ГМО) необходимо учитывать перспективы строительства верховых водохранилищ, после сооружения которых может оказаться целесообразным уменьшение глубины сработки и полезной емкости водохранилища проектируемой ГЭС.

Следует также иметь в виду, что на горных реках глубина сработки и полезная емкость могут ограничиваться по условиям заиливания водохранилища.

Общая схема расчетов по определению оптимальной глубины сработки водохранилища следующая:

для каждого значения отметки НПУ задаются несколькими вариантами полезной емкости (глубины сработки) водохранилища;

для каждого варианта полезной емкости водохранилища определяется на основании энергэкономических расчетов предварительная величина установленной мощности ГЭС. Увеличение зимней среднемесячной мощности ГЭС с ростом полезной емкости водохранилища позволяет во многих случаях обосновать большую установленную мощность ГЭС. Следует иметь в виду, что с изменением полезной емкости водохранилищ может измениться тип и параметры устанавливаемого на ГЭС оборудования. При наличии водохранилища многолетнего регулирования стока каждой величине полезной емкости должен соответствовать оптимальный режим первоначального наполнения водохранилища;

для каждого варианта полезной емкости водохранилища определяются — прирост капиталовложений и прирост эксплуатационных издержек при последовательном изменении глубины сработки водохранилища. В случае необходимости должны быть также определены изменения капиталовложений и эксплуатационных издержек по другим ГЭС каскада (например, затраты на увеличение мощности нижерасположенных ГЭС), а также по сопутствующим мероприятиям (линии электропередач для энергетики, ирригационные сети для сельского хозяйства, насосные станции для водоснабжения и т.д.);

определяются капиталовложения и эксплуатационные издержки по заменяемым вариантам по всем компонентам водохозяйственного комплекса, затем количественная оценка результата от углубления сработки водо-

хранилища. При этом вычисляются также сопутствующие затраты, связанные с получением результата (эффекта) в энергетической системе и для комплексных водопользователей;

выбирается оптимальная глубина сработки водохранилища на основании технико-экономических расчетов; это сводится к сопоставлению результатов в энергосистеме и в неэнергетических компонентах водохозяйственного комплекса (ирригации, водного транспорта, водоснабжения, рыбного хозяйства и т.д.) и дополнительных затрат по варианту гидроузла при увеличении полезной емкости в некоторых пределах.

Примениительно к выбору глубины сработки (полезной емкости) водохранилища проектируемой ГЭС помещенная выше формула (15.3) по определению чистой современной стоимости приобретает следующий вид:

$$\mathcal{E}_{\text{эксрб}} = \sum_{t=1}^{T_p} (P_{t\text{срб}} \pm P'_{t\text{каск}} - K_{t\text{срб}} \pm K'_{t\text{каск}} - I_{t\text{срб}} \pm I'_{t\text{каск}} - L_{t\text{срб}} \pm L'_{t\text{каск}})(1 + E_{\text{диск}})^{-t}, \quad (15.21)$$

где $\mathcal{E}_{\text{эксрб}}$ — чистая современная стоимость (экономическая), обеспечиваемая углублением сработки водохранилища проектируемой ГЭС в некоторых пределах; $P_{t\text{срб}}$ — стоимостная оценка результатов от углубления сработки водохранилища проектируемой ГЭС в некоторых пределах в год t благодаря обеспечиваемой непосредственно данной ГЭС экономии затрат (капитальных и эксплуатационных) по компонентам водохозяйственного комплекса; $P'_{t\text{каск}}$ — стоимостная оценка результатов от углубления сработки водохранилища проектируемой ГЭС в некоторых пределах в год t благодаря обеспечиваемой непосредственно данной ГЭС экономии (перерасходу) затрат (капитальных и эксплуатационных) на каскаде нижележащих и вышерасположенных ГЭС по компонентам водохозяйственного комплекса, включая сопутствующие капиталовложения; $K_{t\text{срб}}$ — дополнительные капиталовложения в проектируемый гидроузел, включая сопутствующие капиталовложения в год t , вызываемые увеличением глубины сработки водохранилища и проектируемого гидроузла; $K'_{t\text{каск}}$ — перерасход (экономия) капиталовложений в год t по гидроузлам каскада, на которые распространяется влияние углубления сработки проектируемого гидроузла; $I_{t\text{срб}}$ — дополнительные эксплуатационные издержки по проектируемому гидроузлу, включая сопутствующие эксплуатационные издержки в год t , вызываемые увеличением глубины сработки водохранилища и проектируемого гидроузла; $I'_{t\text{каск}}$ — перерасход (экономия) эксплуатационных издержек по гидроузлам каскада в год t , включая сопутствующие эксплуатационные издержки, на которые распространяется влияние углубления сработки проектируемого гидроузла; $L_{t\text{срб}}$ — дополнительные лик-

видные затраты по проектируемому гидроузлу, включая сопутствующие мероприятия в год t , вызываемые увеличением глубины сработки водохранилища и проектируемого гидроузла; $L'_{t\text{каск}}$ — перерасход (экономия) ликвидных затрат по гидроузлам каскада в год t , включая сопутствующие мероприятия, на которые распространяется влияние углубления сработки проектируемого гидроузла.

Остальные обозначения те же, что и в формулах (15.1) и (15.3).

Углубление сработки водохранилища проектируемой ГЭС в некотором интервале является эффективным, если величина $\mathcal{E}_{\text{эксрб}}$ имеет положительное значение, т.е.

$$\mathcal{E}_{\text{эксрб}} > 0. \quad (15.22)$$

15.5. ИНТЕГРАЛЬНАЯ КРИВАЯ НАГРУЗКИ (ИКН) И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

Для нахождения зоны работы ГЭС в суточных графиках нагрузки энергосистемы может быть использована интегральная кривая нагрузки суточной выработки энергии — ИКН (рис. 15.1)

$$\mathcal{E}_{\text{сут}} = \int_0^{P_y} T dP.$$

Интегральная кривая характеризует зависимость прироста суточной выработки энергии $\Delta \mathcal{E}$ от прироста нагрузки энергосистемы ΔP и строится методом графического интегрирования суточной кривой продолжительности нагрузки или непосредственным подсчетом соответствующих элементарных выработок энергии по площади суточного (хронологического) графика нагрузки энергосистемы.

Рассмотрим порядок построения ИКН одним из методов (рис. 15.2).

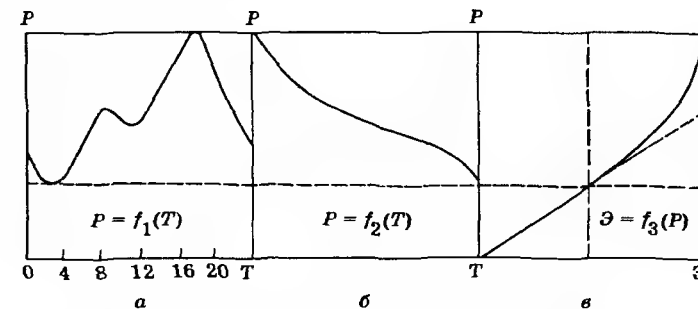


Рис. 15.1. Суточные графики нагрузки энергосистемы
а — хронологический; б — кривая продолжительности нагрузки; в — интегральная кривая выработки энергии

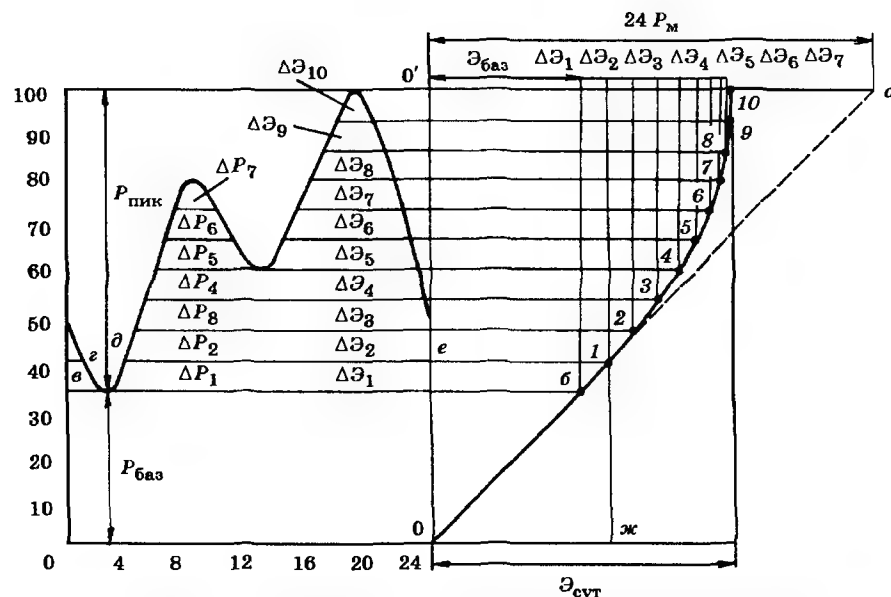


Рис. 15.2. Интегральная кривая суточной выработки энергии энергетической системой

1. Переменная часть суточного графика нагрузки системы делится на несколько (например, 10) равных частей, характеризующих элементарные приращения нагрузки ΔP . Каждому приращению нагрузки ΔP соответствует элементарное приращение суточной выработки $\Delta \mathcal{E}$, количественно равное площади элемента графика нагрузки между двумя горизонталями, ограничивающими элементарное приращение нагрузки ΔP .

2. Подсчитываются элементарные приращения суточной выработки электроэнергии $\Delta \mathcal{E}$ (по площади соответствующих элементов графика нагрузки).

3. В линейном масштабе откладывается горизонтальный отрезок $0'a$, характеризующий потенциально возможную предельную суточную выработку энергии системой (при прямоугольной конфигурации суточного графика), $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{пред}} = P_M 24 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$.

Если бы суточный график нагрузки был прямоугольным, то каждому приращению нагрузки ΔP соответствовало бы неизменное приращение $\Delta \mathcal{E}$ и интегральная кривая суточной выработки была бы графически представлена прямой $0a$.

4. На горизонтальной оси $\mathcal{E}$ откладываются последовательно элементарные приращения суточной выработки $\Delta \mathcal{E}_1, \Delta \mathcal{E}_2$ и т.д. в линейном масштабе, выбранном для отрезка $0'a$ ($24P_M$).

5. Так как элементарные приращения $\Delta \mathcal{E}$ по мере возрастания нагрузки в пиковой части графика убывают по величине, стремясь к нулю при приближении нагрузки к суточному максимуму, фактически интегральная

кривая выработки все более отклоняется от прямой $0a$ и в своей последней точке 10 отсекает на горизонтали $0'a$ отрезок $0'10$, равный фактической суточной выработке энергией системой $\mathcal{E}_{\text{сут}}$.

Каждая точка интегральной кривой 010 (например, точка 1), отвечающая какому-либо элементарному приросту нагрузки (например, ΔP_1) и выработки (например, $\Delta \mathcal{E}_1$), определяется пересечением горизонтали, ограничивающей элементарный прирост нагрузки (например, ab), с вертикалью, проведенной через точку горизонтальной оси координат (оси $\mathcal{E}$), ограничивающую соответствующую величину приращения выработки.

Выбор рациональной зоны работы ГЭС в суточном графике нагрузки энергосистемы при использовании ИКН может быть выполнен следующим образом (рис. 15.3).

Зона работы ГЭС устанавливается, исходя из заданных условий:

полного использования возможной суточной выработки ГЭС;

максимально возможного участия ГЭС в покрытии суточного максимума нагрузки системы.

1. Строится прямоугольный треугольник, катеты которого в масштабе ИКН должны быть равны: вертикальный — установленной мощности ГЭС $N_{\text{ГЭС}}$, горизонтальный — ее возможной суточной выработке $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}}$.

2. Этот треугольник перемещается по ИКН сверху вниз таким образом, чтобы вершина его острого угла α , образованного гипотенузой и катетом $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}}$, все время касалась кривой при сохранении вертикального расположения катета $N_{\text{ГЭС}}$. Рассмотрим возможные положения треугольника $N_{\text{ГЭС}} - \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}}$ на ИКН.

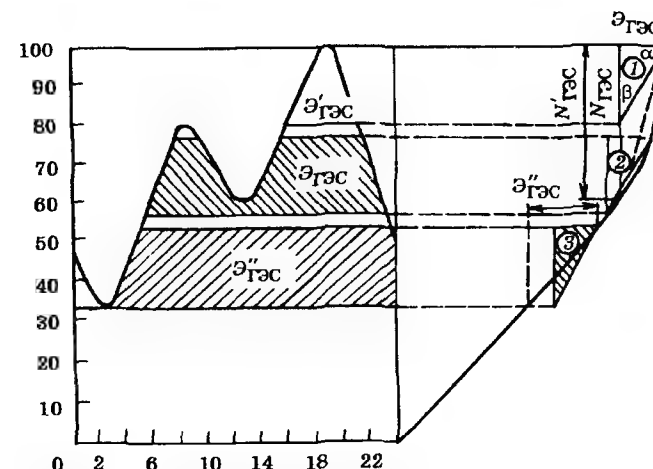


Рис. 15.3. Определение оптимальной рабочей зоны ГЭС с помощью интегральной кривой

Положение первое. ГЭС работает в верхней части пика графика нагрузки системы. Треугольник не вписывается в кривую: для того, чтобы вершина угла β легла на кривую, длина его вертикального катета должна быть значительно больше, чем $N_y^{ГЭС}$. Это означает, что установленная мощность ГЭС недостаточна для осуществления такого режима ее работы; при работе в верхней части пика ГЭС сможет дать только часть своей возможной суточной выработки энергии.

Положение второе. При смещении треугольника вниз, вершина угла β легла на интегральную кривую (треугольник $N_y^{ГЭС} - \mathcal{E}_{сут}^{ГЭС}$ вписан в кривую). Это означает, что поставленное требование выполнено: ГЭС участвует в максимуме системы всей своей установленной мощностью и отдает системе всю свою возможную суточную выработку энергии.

Соответствующая зона графика нагрузки системы в данном случае оптимальная для размещения (работы) ГЭС.

Действительно, дальнейшее перемещение треугольника вниз приведет к его *третьему положению*, когда вершина угла β выйдет за пределы интегральной кривой. Это означает, что при заданной суточной выработке энергии ГЭС будет работать в максимуме системы с нагрузкой, меньшей своей установленной мощности (т.е. не будет выполнено второе поставленное условие).

С помощью ИКН можно определить:

I. Средневзвешенную нагрузку $P_{ср\text{сут}}$ на суточном графике нагрузки (рис. 15.4):

$$P_{ср\text{сут}} = \frac{\mathcal{E}_{сут}}{24} = \frac{\sum_{ассу}^{24} P_{ассу}^{max}}{24}.$$

II. Средневзвешенную нагрузку $\Delta P_{ср}$ какой-либо зоны ΔP в пиковой части суточного графика нагрузки (рис. 15.5).

III. Максимально возможную мощность ГЭС при заданных суточной выработке ГЭС и совмещенном суточном графике нагрузки в следующих случаях:

а) отсутствие суточного регулирования на ГЭС (рис. 15.6 а):

$$\mathcal{E}_{сут}^{ГЭС} = N_{ср\text{сут}}^{ГЭС} 24, N_{раб}^{ГЭС} \leq N_{ср\text{сут}}^{ГЭС}.$$

Считаем, что расход в реке в межень в течение суток постоянен. В этом случае, если ГЭС работает в базе суточного графика нагрузки, то $\mathcal{E}_{сут}^{ГЭС} = N_{раб}^{max\text{ГЭС}} 24$ (см. рис. 15.6 а).

Рис. 15.4. Определение средневзвешенной нагрузки энергосистемы

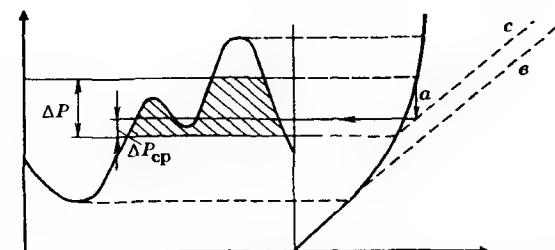
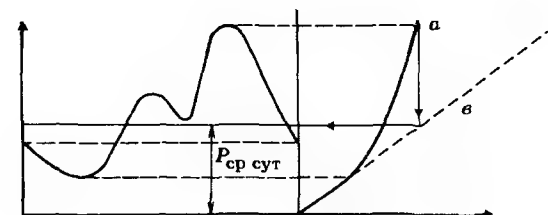


Рис. 15.5. Определение средневзвешенной нагрузки зоны в пиковой части суточного графика нагрузки

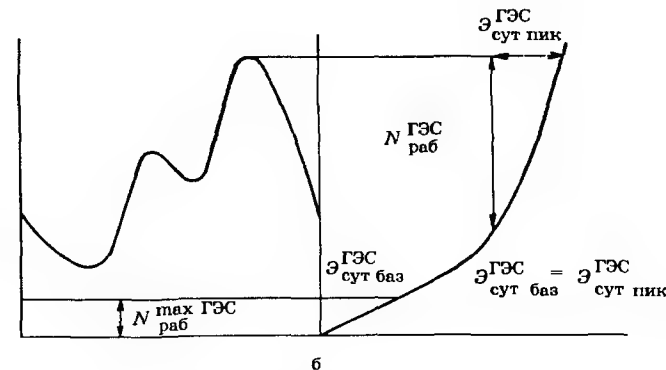
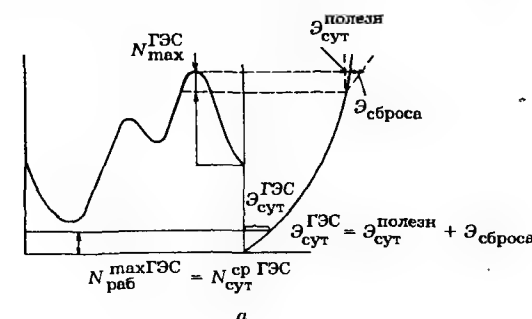


Рис. 15.6. Определение максимальной мощности ГЭС, не имеющей суточного регулирования (а) и с регулированием (б)

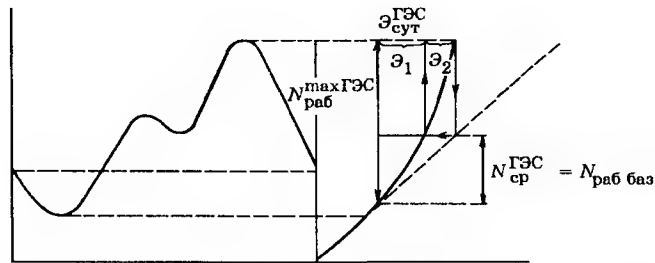


Рис. 15.7. Определение энергии, аккумулируемой в водохранилище

Если поместить ГЭС в пик суточного графика, будем иметь потери ($\mathcal{E}_{\text{сброса}}$) в выработке. Следовательно, ГЭС без бассейна суточного регулирования должна быть помещена только в базе суточного графика;

б) неограниченное суточное регулирование (см. рис. 15.6 б).

Суточное регулирование позволяет работать с большей рабочей мощностью ($N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$). Следовательно, ГЭС в этом случае следует размещать в пике нагрузки и соответственно при проектировании может быть принята более высокая установленная мощность ГЭС. Годовое и сезонное регулирование также повышают $N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$, но через среднюю мощность.

V. Количество энергии ($\Delta \mathcal{E}_{\text{ак}}^{\text{ГЭС}}$), которое следует аккумулировать в водохранилище, чтобы обеспечить $N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$ при заданных суточном графике нагрузки, ИКН, $\mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}}$ и $N_{\text{раб}}^{\text{ГЭС}}$ (рис. 15.7);

$\mathcal{E}_1$ соответствует $N_{\text{сп}}^{\text{ГЭС}}$ и равно $\mathcal{E}_{\text{баз}}$; $\mathcal{E}_2 = \mathcal{E}_{\text{ак}} = \mathcal{E}_{\text{сут}}^{\text{ГЭС}} - \mathcal{E}_1$.

Вопросы для повторения

1. Какие основные расчетные формулы используются при технико-экономических расчетах по выбору параметров ГЭС?
2. Назовите критерии эффективности повышения параметров ГЭС для различных расчетных формул.
3. Как рассчитывается рабочая мощность ГЭС при проектировании?
4. Назовите факторы, определяющие размещение на ГЭС различных видов резервов.
5. Расскажите о схеме проведения расчетов при выборе оптимальной величины установленной мощности ГЭС.
6. Расскажите о схеме расчетов по нахождению оптимальной подпорной отметки гидроузла.
7. Расскажите о схеме расчетов по определению оптимальной глубины сработки водохранилища.
8. Расскажите о построении ИКН методом графического регулирования.

9. Расскажите как найти зону работы ГЭС в суточном графике нагрузки с помощью ИКН?
10. Расскажите как вычислить средневзвешенную нагрузку какой-либо зоны в пиковой части суточного графика нагрузки с помощью ИКН?
11. Расскажите как определить количество энергии, которое необходимо аккумулировать в водохранилище для обеспечения максимальной рабочей мощности с помощью ИКН?

Глава 16

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЭС

16.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ГЭС

Исходные данные по проектируемой ГЭС

В технико-экономических расчетах при оценке сравнительной экономической эффективности используются энергетические и экономические показатели проектируемой ГЭС.

Энергетические показатели ГЭС. К основным энергетическим показателям относятся мощность и выработка электроэнергии. Установленная мощность ГЭС находится в результате водно-энергетических расчетов и составления годовых балансов мощности энергосистемы с ГЭС в условиях года расчетной обеспеченности.

В общем случае установленная мощность ГЭС равнозначна вытесняющей мощности. При определении установленной мощности с учетом дублированной (сезонной) это должно быть учтено при расчете величины заменяемой мощности.

При проектировании ГЭС в каскаде в процессе выполнения водно-энергетических расчетов должно быть учтено влияние проектируемой ГЭС на другие ГЭС каскада. Для этого необходимо определить изменение (увеличение или уменьшение) выработки электроэнергии и реальное изменение вытесняющей мощности других ГЭС каскада. Результаты этих расчетов используются при нахождении значения мощности сопоставимых вариантов.

Среднегодовая выработка электроэнергии проектируемой ГЭС при выполнении дипломных проектов определяется для условий среднегодового года. Сроки освоения выработки энергии ГЭС зависят, в основном, от сроков ввода установленной мощности (если нет ограничений по ЛЭП и др.). При этом следует иметь в виду, что в первые годы эксплуатации (при частичном вводе мощности) ГЭС работает в базисном или близком к нему режиме.

В случае гидроузла с водохранилищем многолетнего регулирования стока для установления сроков освоения проектных параметров необходимо выполнить водно-энергетические расчеты по определению периода первоначального наполнения водохранилища в условиях маловодного цикла лет.

В результате расчетов строятся графики изменения напоров гарантированной и располагаемой мощностей и выработки электроэнергии в первые годы эксплуатации ГЭС.

Основные экономические показатели ГЭС. К экономическим показателям, используемым в сопоставительных расчетах, относятся капитальные вложения и ежегодные издержки.

Капитальные вложения в гидроэнергетические установки вычисляются в результате составления сметно-финансового расчета по гидроузлу.

Срок строительства, год пуска первого агрегата, а также распределение капиталовложений по годам строительства, принимаются на основании плана производства работ на ГЭС и нормативных материалов УПС-84 (табл. 16.1).

Издержки производства по ГЭС ($I_{ГЭС}$) вычисляются как сумма амортизационных отчислений (на реновацию), отчислений на капитальный ремонт и эксплуатационных издержек:

а) Издержки на амортизацию и капитальный ремонт. Подсчитаны с учетом структуры капиталовложений в ГЭС и норм амортизационных отчислений по оборудованию и сооружениям, представленных в табл. 16.2:

Таблица 16.1

Распределение капиталовложений по годам строительства

Сметная стоимость, млн. руб., менее	Общая норма продолжительности строительства, мес.	Распределение капиталовложений по годам строительства, % от сметной стоимости					
		1	2	3	4	5	6
60	36/29	20	42	38	—	—	—
100	40/32	17	34	41	8	—	—
200	48/38	12	26	37	25	—	—
350	60/48	8	18	26	30	18	—
500 и более	72/57	6	14	20	26	24	10

Примечание. Цифра над чертой — продолжительность строительства до ввода ГЭС на полную мощность; под чертой — пуск первого агрегата.

Таблица 16.2

Нормы издержек на амортизацию и капитальный ремонт

Состав основных фондов	Доля балансовой стоимости основных фондов ν , %	Амортизационные отчисления $\alpha_{ам}$, %	Отчисления на капитальный ремонт $\alpha_{кап.рем.}$, %
Здания, сооружения	85	1,0	0,09
Оборудование	15	3,2	1,5
Итого:	100		

Таблица 16.3

Эксплуатационные затраты на ГЭС

Установленная мощность ГЭС, МВт	Суммарные эксплуатационные издержки, руб/кВт	Установленная мощность ГЭС, МВт	Суммарные эксплуатационные издержки, руб/кВт
50	2,38	1400	0,74
100	2,38	1600	0,71
150	1,99	1800	0,68
200	1,67	2000	0,66
400	1,4	2500	0,6
600	1,13	3000	0,59
800	0,97	4000	0,58
1000	0,97	5000	0,55
1200	0,8	6000	0,49

$$I_{ам ГЭС} = (v_{соор} \alpha_{ам соор} + v_{обор} \alpha_{ам обор}) K_{бал}; \quad (16.1)$$

$$I_{кап рем ГЭС} = (v_{соор} \alpha_{кап рем соор} + v_{обор} \alpha_{кап рем обор}) K_{бал}, \quad (16.2)$$

где $K_{бал}$ — балансовая стоимость основных фондов ГЭС.

б) Эксплуатационные издержки. В связи с тем, что на гидростанциях эксплуатационные издержки сравнительно невелики, для курсового и дипломного проектирования они могут быть приняты в виде удельных в целом по эксплуатации (без калькулирования по статьям затрат) в зависимости от установленной мощности. Осредненные нормы удельных эксплуатационных издержек в ценах 1991 г. приведены в табл. 16.3. В этом случае

$$I_{экс пл} = I_{экс пл уд} N_{уст ГЭС}. \quad (16.3)$$

К текущим ценам издержки приводятся с помощью индекса-дефлятора. На уровне 1995 г., для которого ведутся расчеты в примерах, он равен 6500. Соответственно, эксплуатационные издержки будут определяться как

$$I_{экс пл уд 95} = I_{экс пл уд 6500};$$

$$I_{экс пл 95} = I_{экс пл уд 95} N_{уст ГЭС}.$$

Общие издержки по ГЭС можно записать в виде

$$I_{ГЭС г} = I_{экс пл г} + I_{кап рем г} + I_{ам ГЭС}. \quad (16.4)$$

Выбор сопоставимых вариантов

Условия сопоставимости вариантов. Энергетический эффект ГЭС заключается в вытеснении мощности и электроэнергии заменяемых (альтернативных) электростанций.

Установленная мощность заменяемой электростанции находится при сравнении двух вариантов развития системы: с проектируемой ГЭС и заменяемой электростанцией.

Таковыми электростанциями, как правило, являются новые ТЭС, сооружение которых возможно в данных районах, а не реконструируемые старые (их реконструкцию проводят независимо от появления новых ГЭС).

Для сохранения материального баланса в народном хозяйстве необходимо, чтобы потребитель при любом из сравниваемых вариантов (система со вводом в нее ГЭС или ТЭС) получал одинаковое количество электроэнергии при одинаковом уровне надежности энергосистемы. Таким образом, сравниваемые варианты должны быть приведены к одинаковому эффекту по энергии и мощности и учтены различия в технических и энергетических характеристиках электростанций разных типов (ГЭС, КЭС, АЭС, ГТУ).

Определение энергетических показателей сопоставимых вариантов. При оценке сравнительной экономической эффективности ГЭС путем сопоставления ее с заменяемой ТЭС мощность и выработка электроэнергии ТЭС определяются следующим образом:

$$N_{зам} = N_{уст ГЭС} (1 - \alpha_{сн ГЭС} + \alpha_{сн КЭС} + \alpha_{ав} + \alpha_{рем} \pm \alpha_{вл}), \quad (16.5)$$

где $N_{уст ГЭС}$ — вытесняющая мощность ГЭС, МВт; $\alpha_{сн ГЭС}$ — нагрузка собственных нужд ГЭС (в дипломных проектах вычисляется при проектировании электрической части ГЭС); $\alpha_{сн КЭС}$ — нагрузка собственных нужд заменяемой ТЭС; $\alpha_{рем}$ — повышение требуемого ремонтного резерва системы при вводе ТЭС вместо ГЭС; принимается 4—8 % в зависимости от плотности годового графика нагрузки системы. Меньшее значение относится к системам, где достаточно большой сезонный провал нагрузки обеспечивает проведение капитального ремонта без установки специального резерва; $\alpha_{ав}$ — повышение требуемого аварийного резерва системы при вводе КЭС вместо ГЭС для обеспечения одинакового уровня надежности; $\alpha_{вл}$ — разность потерь мощности в ЛЭП между вариантами системы с ГЭС или с заменяемой КЭС.

Все значения α выражаются в долях от единицы.

Аналогичное выражение для нахождения заменяемой выработки электроэнергии может быть записано как

$$Э_{зам} = Э_{ГЭС} (1 + \alpha_{сн КЭС} - \alpha_{сн ГЭС} \pm \alpha_{вл}), \quad (16.6)$$

где $Э_{ГЭС}$ — среднегодовое выработка электроэнергии на гидростанции.

Для обеспечения энергетической сопоставимости режим работы энергосистемы при вводе в нее каждого из сравниваемых объектов (ГЭС, КЭС и других) должен оптимизироваться. В результате такой оптимизации выявляется режим работы проектируемой и заменяемой установок.

Как правило, ГЭС проектируются для работы (в большей части года) в пиковой или полупиковой частях графика нагрузки энергосистемы, сле-

довательно, и сопоставимый вариант должен рассматриваться для работы в этих же режимах.

Определение экономических показателей сопоставимых вариантов. Капитальные вложения в заменяемые ГТУ или специальные пиковые (полупиковые) электростанции рассчитываются по укрупненным показателям удельных капиталовложений, руб/кВт,

$$K_{\text{ГТУ}}^{\text{зам}} = K_{\text{ГТУ}}^N N^{\text{зам}}. \quad (16.7)$$

Удельные капиталовложения зависят от типа электростанции, ее установленной мощности, единичной мощности, параметров агрегатов и вида топлива (табл. 16.4).

Помимо капитальных вложений в сооружение ТЭС необходимо учитывать и первоначальные оборотные средства. Практически в расчеты следует вводить превышение оборотных средств для ТЭС по сравнению с ГЭС, которое можно ориентировочно принять в размере 2 % фактических вложений в ТЭС.

Издержки по эксплуатации тепловых станций разделяются на условно-постоянные и условно-переменные. Первые состоят из отчислений на амортизацию (реновацию), ремонт, зарплаты эксплуатационного персонала с начислениями, общестанционных и прочих расходов:

$$I_{\text{зам}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{кр}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{зпл}} + I_{\text{пр}}. \quad (16.8)$$

Заработная плата характеризуется численностью эксплуатационного персонала и средним годовым фондом зарплаты на одного работника ($\Phi_{\text{зпл}}$, руб/чел·год). Численность эксплуатационного персонала может быть найдена по соответствующему штатному коэффициенту ($Ш_{\text{тэк}}$) и заменяемой мощности ($N_{\text{зам}}$). Значение штатного коэффициента принимается в соответствии с полной установленной мощностью и параметрами заменяемой ТЭС

$$I_{\text{зпл}} = Ш_{\text{тэк}} N_{\text{зам}} \Phi_{\text{зпл}}. \quad (16.9)$$

Фонд заработной платы на одного работника в год для крупных ТЭС принимается 2000 руб/чел·год (на конец 1984 г.).

Таблица 16.4

Технико-экономические показатели по заменяемым маневренным энергоустановкам в виде ГТУ	
Показатель	Газотурбинная установка
Вид топлива	газотурбинное
Удельный расход топлива, гут/(кВт·ч)	470
Приведенные удельные капиталовложения, руб/кВт (в ценах 1984 г.)	105

Таблица 16.5

Норма отчислений на капитальный ремонт ($\beta_{\text{кр}}$), %

Тип агрегата, мощность, МВт	Вид топлива					газ, мазут
	уголь					
	высокозольный		малозольный			
	число часов работы					
	более 3500	менее 3500	более 3500	менее 3500		
4х К—215—130	3,7	3,0	3,1	2,4	2,6	
6х К—215—130	3,8	3,1	3,2	2,5	2,6	
8х К—215—130	3,8	3,1	3,2	2,5	2,7	
4х К—300—240	4,4	3,9	3,4	2,7	2,9	
6х К—300—240	4,5	3,4	3,5	2,8	3,0	
8х К—300—240	4,6	3,5	3,6	2,9	3,1	
6х К—500—240	4,7	3,6	3,7	3,0	3,2	
4х К—800—240	4,7	3,6	3,7	3,0	3,2	

Норма амортизационных отчислений ($\alpha_{\text{ам}}$) для ТЭС составляет 3,5 % капитальных вложений.

Норма отчислений на капитальный ремонт вычисляется по формуле

$$\alpha_{\text{кр}} = 1,2\beta_{\text{кр}} 10^{-3} + 0,007, \quad (16.10)$$

где $\beta_{\text{кр}}$ — норма отчислений на капитальный ремонт (определяется по табл. 16.5).

Общестанционные и прочие расходы в соответствии с рекомендациями института Теплоэлектропроект для крупных КЭС могут быть приняты в размере 27 % суммы амортизационных отчислений, расходов на текущий ремонт и зарплаты:

$$I_{\text{пр}} = 0,27(I_{\text{ам}} + I_{\text{кр}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{зпл}}). \quad (16.11)$$

Условно-переменные издержки для ТЭС определяются как топливная составляющая затрат. Зависят от величины топливного эффекта ГЭС (годовой экономии топлива) и вычисляются по формуле

$$З_{\text{топл}} = B_{\text{год}} C_{\text{топл}}, \quad (16.12)$$

где $C_{\text{топл}}$ — цена на топливо.

Топливный эффект ГЭС

Определение топливного эффекта — сложная и весьма трудоемкая задача. Поэтому в практике проектирования ГЭС наряду с детальными расчетами топливного эффекта на ранних стадиях проектирования (также и при дипломном проектировании) годовой топливный эффект приближенно можно найти как

$$B_{\text{год}} = b_{\text{уд}} \mathcal{E}_{\text{зам}}, \quad (16.13)$$

где $b_{\text{уд}}$ — удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию для альтернативной ТЭС (см. табл. 16.4).

Все полученные экономические показатели ГЭС и заменяемого варианта приводятся к текущим ценам с помощью индексов-дефляторов. (Методика оценки экономической эффективности приводится в разд. II, Том 2, кн. I.)

Сравнительная экономическая эффективность инвестиций в ГЭС

При определении сравнительной экономической эффективности ГЭС по отношению к заменяемому варианту может быть использован интегральный критерий минимальных дисконтированных затрат за расчетный период.

Дисконтированные затраты записываются в виде

$$Z_t = (K_t + I_t'' - L_t) B_t. \quad (16.14)$$

Суммарные дисконтированные затраты $Z_{\text{ГЭС}} = Z_t \rightarrow \min$, где I_t'' — общие годовые эксплуатационные расходы по энергетическому объекту без учета затрат на амортизацию; L_t — ликвидная стоимость объекта, определяется в том случае, когда расчетный период меньше периода эксплуатации;

$$L_t = K_{t \text{ нараст}} - \sum I_{\text{ам переоц}} \quad (16.15)$$

где $K_{t \text{ нараст}}$, $\sum I_{\text{ам переоц}}$ — суммарные капиталовложения и суммарные амортизационные издержки с учетом переоценки с помощью инфляционных коэффициентов. Переоценка необходима, так как ликвидная стоимость определяется на последний год расчетного периода, а значит все используемые при ее расчете экономические показатели должны учесть инфляционное повышение в течение расчетного периода

$$\sum I_{\text{ам переоц}} = I_{\text{ам}} + \sum I_{\text{ам переоц}} \cdot k_{\text{и общ}} \quad (16.16)$$

где $k_{\text{и общ}}$ — коэффициенты общей инфляции в годы расчетного периода; B_t — коэффициент дисконтирования (приведения разновременных затрат), т.е. коэффициент, с помощью которого осуществляется соизмерение во времени результатов и затрат разных лет;

$$B_t = (1 + E_{\text{ср}})^{-t}. \quad (16.17)$$

Здесь $E_{\text{ср}}$ — величина среднего норматива дисконтирования; представляет средневзвешенную величину процентов на заемный капитал и ожидаемых дивидендов на акции с учетом риска и инфляции.

В мировой практике обычно номинальную ставку $E_{\text{ср ном}}$ принимают 10 % (без учета инфляции). Так как в расчете учитывается переменный уровень инфляции, то реальное значение среднего норматива дисконтиро-

вания $E_{\text{ср}}$ должно учитывать инфляционную составляющую. Реальная ставка вычисляется при темпах инфляции:

3—5 % в год

$$E_{\text{ср}} = E_{\text{ср ном}} + k_{\text{и}}, \quad (16.18a)$$

более 5 % в год

$$E_{\text{ср ном}} = E_{\text{ср ном}} (1 + k_{\text{и общ}}) + k_{\text{и общ}}. \quad (16.18b)$$

Абсолютная финансово-экономическая эффективность ГЭС

Расчет финансовых показателей:

выручка от реализации продукции

$$O_{\text{р}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} T_{\text{р}} \quad (16.19)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}}$ — выработка электроэнергии; $T_{\text{р}}$ — средний тариф в прогнозных ценах (с учетом инфляции);

балансовая прибыль

$$P_{\text{бал}} = O_{\text{р}} - I_{\text{сум}}; \quad (16.20)$$

налог на прибыль (принят 35 %)

$$H_t = 0,35 P_{\text{бал}}; \quad (16.21)$$

чистая прибыль численно равна балансовой прибыли за вычетом налога на прибыль

$$P_{\text{ч}} = P_{\text{бал}} - H_t. \quad (16.22)$$

потоки чистых платежей в прогнозных ценах

$$(O_{\text{р}} - K_{\text{акц}} - I_t'' - B_{\text{кр}} - H_t - K_{\text{проц}} + L_t - D_t). \quad (16.23)$$

Для того, чтобы использовать в качестве сравнения номинальный средний коэффициент дисконтирования, необходимо определить номинальные потоки чистых платежей, учитывающие структурную инфляцию, но очищенные от общей инфляционной составляющей

$$P_{\text{чист пл}}^{\text{ном}} = P_{\text{чист пл}} / K_{\text{инф}}^{\text{общ}}. \quad (16.24)$$

Расчет интегральных показателей финансово-экономической эффективности ГЭС:

чистая современная стоимость (эффект) характеризует экономическую эффективность инвестиций по всем источникам финансирования

$$\mathcal{E}_{\Phi} = \sum_i^{T_{\text{р}}} (O_{\text{р}} - K_{\text{акц}} - I_t'' - B_{\text{кр}} - H_t - K_{\text{проц}} + L_t - D_t) B_{t \text{ ном}}, \quad (16.25)$$

где $(O_{pt} - K_{акцt} - I''_t - B_{крt} - H_t - K_{процt} + L_t - D_t)$ — потоки чистых платежей.

Без учета влияния инфляции (16.17) принимает вид

$$B_{t \text{ ном}} = (1 + E_{\text{ср ном}})^{-t}$$

— номинальный коэффициент дисконтирования.

Чистый дисконтированный доход равен суммарной чистой дисконтированной стоимости.

Внутренняя норма доходности представляет собой коэффициент дисконтирования, при котором сумма дисконтированного притока наличности равна величине дисконтированных оттоков наличности за расчетный период, включающий период строительства. По существу этот показатель характеризует рентабельность проекта с учетом разновременности доходов и расходов, эскалации цен, выплаты налогов и т.д.:

$$\sum_1^{T_p} (O_{pt} - K_{акцt} - I''_t - B_{крt} - H_t - K_{процt} + L_t - D_t) (1 + E_{\text{внд}})^{-t}, \quad (16.26)$$

где $(O_{pt} - K_{акцt} - I''_t - B_{крt} - H_t - K_{процt} + L_t - D_t)$ — номинальные потоки чистых платежей; T_p — продолжительность (последний порядковый год) расчетного периода; $E_{\text{внд}}$ — внутренняя норма доходности, являющаяся в данном случае искомой величиной и обеспечивающая справедливость равенства. Определяется методом последовательных приближений при различных ставках дисконта.

Критерием эффективности инвестиций в сооружение энергетического объекта служит условие превышения $E_{\text{внр}}$ над средней величиной норматива дисконтирования (номинальной ставки), принятой в расчете 10 %.

Для определения $E_{\text{внр}}$ строится вспомогательная зависимость, связывающая Δ_{ϕ} и $E_{\text{диск}}$, по трем-четырем точкам, для чего задаются $E_{\text{диск}}$ и находят Δ_{ϕ} ;

$E_{\text{диск}}$ можно изменять в пределах 0—100 %.

При пересечении кривой $f(\Delta_{\phi}, E_{\text{диск}})$ оси абсцисс (т.е. $\Delta_{\phi} = 0$) значение $E_{\text{диск}}$ и есть искомая $E_{\text{внр}}$.

Срок возврата капитала (дисконтированный срок окупаемости) характеризует период, в течение которого полностью возвращаются первоначальные капитальные вложения за счет прибыли, получаемой при эксплуатации объекта:

$$\sum_1^{T_v} (O_{pt} - K_{акцt} - I''_t - B_{крt} - H_t - K_{процt} + L_t - D_t) (1 + E_{\text{ср ном}})^{-t}, \quad (16.27)$$

где $(O_{pt} - K_{акцt} - I''_t - B_{крt} - H_t - K_{процt} + L_t - D_t) (1 + E_{\text{ср ном}})^{-t}$ — чистая современная стоимость (номинальная); T_v — последний год периода, после которого величина Δ_{ϕ} (эффект), определяемая с фиксированной нормой дисконта $E_{\text{ср}}$, приобретает положительное значение, искомая величина.

Чтобы рассчитать дисконтированный срок окупаемости, необходимо просуммировать с нарастанием значения чистой современной стоимости и определить год, когда сумма, т.е. чистый дисконтированный доход станет положительным. Этот год и будет годом возврата капитала.

Критерием экономической эффективности ГЭС служит выражение $T_v < T_p$.

Отчет о движении наличности. В качестве притока наличности рассматриваются следующие показатели:

увеличение собственного капитала (акционерный капитал) $K_{акцt}$;

увеличение задолженности (заемный капитал) $K_{зсумt}$;

выручка от реализации продукции O_{pt} ;

ликвидная стоимость L_t .

За отток наличности принимаются следующие показатели:

увеличение постоянных активов (инвестиций) $K_{ГЭСt}$;

эксплуатационные издержки $I_{\text{эксп}t}$;

выплаты процентов $K_{процt}$;

выплата кредита $B_{крt}$;

налог на прибыль H_t ;

дивиденды D_t .

Денежная наличность равна разнице между притоком и оттоком наличности.

При составлении таблицы движения потоков наличности обязательное условие — неотрицательное сальдо денежной наличности, т.е. ни в одном году расчетного периода не должно быть превышения оттока над притоком. В противном случае принимаются меры по изысканию дополнительных источников финансирования, например краткосрочного кредита.

16.2. ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИНАНСОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ГЭС

Отдельные элементы бизнес-плана проектируемого объекта

Цели разработки проекта

В настоящем примере содержатся сведения о технической и экономической осуществимости проекта новой ГЭС. Район ее размещения принят условным — в центральном районе европейской части России.

Для того, чтобы исключить зависимость рассматриваемой энергосистемы от соседних энергосистем создается АО открытого типа, которое будет вести строительство, эксплуатировать ГЭС и продавать электроэнергию на шинах электростанции в энергосистему. Последняя представляет собой АО, распределяющее электроэнергию и доводящее ее до потребителей.

Цель создания АО ГЭС — получение высокой прибыли на акционерную долю капитала и обеспечение надежного экономичного энергоснабжения потребителей.

Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района предусматривается сооружение ГЭС со следующими параметрами:

установленная мощность ГЭС 2000 МВт;

среднегодовая годовая выработка электроэнергии 7,1 млрд. кВт · ч.

Все финансово-экономические расчеты, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, выполнены в российских рублях с учетом некоторого условно принятого ниспадающего темпа инфляции в расчетном периоде.

Расчетный период включает время строительства энергообъекта, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончания физического срока службы основного энергетического оборудования ГЭС.

Рассматриваются экономические и финансовые аспекты возможного сооружения ГЭС заданных параметров за счет средств АО открытого типа с привлечением кредитных заемных средств при переменной доле заемного капитала и затрат на обслуживание кредита. Расчет делится на две части:

экономическое сравнение вариантов;

оценка финансовых аспектов на основе анализа потока наличности для принятого варианта сооружения ГЭС с заданными параметрами.

Технико-экономические показатели ГЭС

Сравнительный анализ проводится на предварительной стадии проектирования без конкретизации источников и условий финансирования акционерного общества.

Экономические показатели ГЭС в ценах 1995 г.

Определение величины капиталовложений в ГЭС (проводится в соответствии со сметной стоимостью объекта). В настоящем примере в ГЭС

условно использованы удельные капиталовложения в ценах 1984 г., принятые 300 руб/кВт установленной мощности,

$$K_{ГЭС} = K_{ГЭС}^{уд} N_{ГЭС}^{уст} = 300 \cdot 2000 \cdot 10^3 = 600 \text{ млн.руб.} \quad (16.28)$$

Распределение капиталовложений на строительно-монтажные работы (СМР) и оборудование взято в соответствии с данными (см. табл. 16.2) о доле балансовой стоимости основных фондов. Эти значения скорректированы с учетом увеличения единичных расценок введением специальных индексов-дефляторов изменения стоимости (табл. 16.6). При переходе от цен 1984 г. к базисным (в настоящем примере цены на уровне 1.07.95 г.) использован коэффициент-дефлятор $K_{дефл} = 6500$, полученный на основе данных отчета РАО Энергетики и Электрификации «ЕЭС России» по итогам двух кварталов 1995 г.

Распределение капиталовложений по годам строительства. В расчетном примере сметная стоимость в ценах 1984 г. составляет 600 млн. руб. Из табл. 16.1 определяем:

срок строительства — 6 лет (72 мес.);

год пуска первого агрегата — 5-й год (57 мес.) с начала строительства;

распределение капиталовложений по годам в ценах 1995 г. представлено в (табл. 16.7).

Определение величины ежегодных издержек по ГЭС. Ежегодные издержки по ГЭС, складывающиеся из эксплуатационных, амортизационных затрат и отчислений на капитальный ремонт, начисляются с года пуска первого агрегата.

Таблица 16.6

Распределение капиталовложений по видам работ

Виды работ	Доля балансовой стоимости основных фондов ν , %	Капиталовложения в ценах 1984 г., млн. руб.	Капиталовложения в ценах 1995 г., млрд. руб.
СМР (здания, сооружения)	85	510	3315
Оборудование	15	90	585
Итого:	100	600	3900

Таблица 16.7

Распределение капиталовложений по годам строительства

Год строительства	1	2	3	4	5	6	Итого
Распределение капиталовложений, %	6	14	20	26	24	10	100
Распределение капиталовложений, млрд. руб.	234	546	780	1014	936	390	3900

Амортизационные отчисления (на реновацию) подсчитаны с учетом структуры капиталовложений в ГЭС и норм амортизационных отчислений по оборудованию и сооружениям по (16.1):

$$I_{\text{ам } 95} = 3,2 \%(0,15 K_{\text{ГЭС}}) + 1 \%(0,85 K_{\text{ГЭС}}) = 51,9 \text{ млрд.руб.}$$

Издержки на капитальный ремонт могут быть вычислены по (16.2):

$$I_{\text{кап рем } 95} = 11,8 \text{ млн. руб.}$$

Эксплуатационные издержки определяются по (16.3) в зависимости от величины введенной мощности (см. табл. 16.3):

$$I_{\text{экспл уд}} = 0,66 \text{ руб/кВт (в ценах 1984 г.);}$$

$$I_{\text{экспл уд } 95} = I_{\text{экспл уд}} 6500 = 4290 \text{ руб/кВт;}$$

$$I_{\text{экспл } 95} = I_{\text{экспл уд } 95} N_{\text{уст ГЭС}} = 8580 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки находятся по (16.4) и приведены в табл. 16.8.

Нарастание энергетического эффекта ГЭС. Прирост используемой мощности определяется проектировщиками, исходя из местных условий и личного опыта (табл. 16.9).

В расчетном примере принято, что на шестом году вводится вся мощность (2000 МВт), а освоено будет только 1400 МВт (400 и 800); остальные 600 МВт — на седьмом году после начала строительства. Связано это с тем, что в первые годы эксплуатации (до окончания строительства плотины) ГЭС работает с напором меньше расчетного, а также с необходимостью наполнения водохранилища в начальный период эксплуатации для выхода на расчетный уровень.

Таблица 16.8

Издержки по ГЭС, млрд. руб. в ценах 1995 г.

Амортизация	51,9
Эксплуатация	8,6
Капитальный ремонт	11,8
Всего	72,3

Таблица 16.9

Прирост мощности ГЭС

Год строительства	5-й 1999	6-й 2000	7-й 2001
Выработка электроэнергии, млрд. кВт · ч	2,84	4,97	7,1
Вводимая установленная мощность ГЭС, МВт	1000	2000	2000
Используемая мощность ГЭС, МВт	800	1400	2000

Таблица 16.10

Технико-экономические показатели ГЭС в ценах 1995 г.

Показатель	Значение
Установленная мощность, МВт	2000
Выработка электроэнергии, млрд. кВт · ч	7,1
Капиталовложения в ГЭС, млрд. руб.	3900
Ежегодные издержки по ГЭС, млрд. руб.	72,3
Удельные капиталовложения в ГЭС, млн. руб/кВт	1,95
Удельные капиталовложения, руб/кВт · ч	549
Себестоимость энергии на ГЭС, руб/кВт · ч	10,2

По результатам расчетов экономических и энергетических показателей ГЭС необходимо составить таблицу технико-экономических показателей ГЭС (табл. 16.10), в число которых входят удельные капиталовложения по мощности и выработке, а так же себестоимость 1 кВт · ч энергии:

$$K_{\text{уд ГЭС}}^N = K_{\text{ГЭС}} / N_{\text{уст}} = 1950 \text{ тыс. руб/кВт;} \quad (16.29)$$

$$K_{\text{уд ГЭС}}^{\text{э}} = K_{\text{ГЭС}} / \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = 549 \text{ руб/кВт · ч;} \quad (16.30)$$

$$S_{\text{э}} = I_{\text{ГЭС}} / \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = 10,2 \text{ руб/кВт · ч.} \quad (16.31)$$

Экономические показатели ГЭС с учетом инфляции в годы расчетного периода

При расчете экономических показателей ГЭС необходимо учесть инфляционное повышение экономических показателей. В расчетном примере рассмотрим структурную инфляцию, т.е. различные темпы роста для разных экономических показателей:

тарифов на электроэнергию;

цен по стоимости и эксплуатации ГЭС;

общей инфляции, рекомендованной Министерством статистики России.

Принимаем, что инфляция по всем экономическим показателям в течение расчетного периода имеет ниспадающий характер и через некоторое время выходит на постоянный уровень 5 % в год.

Кредитная ставка, по которой берется заемный капитал для инвестиций в строительство ГЭС, также зависит от уровня инфляции в стране. Чем выше уровень общей инфляции, тем больше проценты за кредит.

Прогнозные капиталовложения рассчитываются с помощью инфляционных коэффициентов роста цен по стоимости и эксплуатации ГЭС

$$K_{\text{тек } t} = K_{\text{баз}} \prod_1^t k_{\text{н стр } t} \quad (16.32)$$

Таблица 16.11

Капиталовложения в строительство ГЭС с учетом инфляции

Год	Базисный (1.01.95), млрд. руб.	$k_{\text{н стр } t}$ %	Прогнозный (с принятым вариантом инфляции)
1995	234	1,2	280,8
1996	546	1,2	786,3
1997	780,8	1,2	1349,2
1998	1014	1,15	2015,0
1999	936	1,15	2139,0
2000	390,4	1,1	980,4
Всего	3900		7550,7

Пример. 1999 г.

$$K_{\text{тек}99} = K_{\text{баз}99} k_{\text{н стр}95} k_{\text{н стр}96} k_{\text{н стр}97} k_{\text{н стр}98} k_{\text{н стр}99} = 2139,0 \text{ млрд.руб.},$$

где $K_{\text{тек } t}$, $K_{\text{баз } t}$ — соответственно прогнозные и базовые значения капиталовложений, относящиеся к году t ; $k_{\text{н стр } t}$ — коэффициент инфляции года t (по отношению к году $t - 1$); t — порядковый год расчетного периода (от 1 до 30).

Величина прогнозных тарифов на электроэнергию в течение расчетного периода определяется, исходя из значения тарифа на 1995 г. и прогноза повышения тарифов.

Капиталовложения в строительство ГЭС с учетом принятого варианта инфляции приведены в табл. 16.11.

Ежегодные издержки по ГЭС с учетом инфляции

а) Амортизационные издержки определяются в зависимости от капиталовложений нарастающим итогом, приведенных к рассчитываемому году с помощью коэффициентов общего уровня инфляции в стране по формуле

$$K_{\text{нараст } t} = (K_1 k_{\text{инф}1}^{\text{общ}} + K_2) k_{\text{инф}2}^{\text{общ}} + \dots + K_{t-1} k_{\text{инф } t}^{\text{общ}} + K_t. \quad (16.33)$$

Пример. 1999 г.

$$K_{\text{нараст}99} = 7928 \text{ млрд. руб.};$$

$$I_{\text{ам}} = 105,4 \text{ млрд. руб.}$$

б) Значения ежегодных издержек по эксплуатации и издержек на капитальный ремонт приводятся к текущим ценам с помощью инфляционных коэффициентов. Формула (16.32) принимает вид

$$I_{\text{экспл } t} = I_{\text{экспл } 95} \prod_{i=1}^t k_{\text{н стр } i};$$

$$I_{\text{кап рем}} = I_{\text{кап рем } 95} \prod_{i=1}^t k_{\text{н стр } i}.$$

Суммарные издержки вычисляются по (16.4).

Результаты расчетов капиталовложений и издержек в годы расчетного периода представлены в табл. 16.12.

Технико-экономические показатели заменяемого варианта

Определение величины заменяемой мощности. Исходной предпосылкой для расчета величины заменяемой мощности служит условие, что вся установленная мощность на расчетном уровне используется в энергосистеме как полноценная вытесняющая мощность (дублирующая мощность отсутствует).

Величина заменяемой мощности вычисляется по (16.5).

Для расчета принимаются следующие коэффициенты:

$$\alpha_{\text{сн ГЭС}} = 0,005; \alpha_{\text{сн КЭС}} = 0,038; \alpha_{\text{рем}} = 0,06; \alpha_{\text{ав}} = 0,035; \alpha_{\text{вл}} = 0$$

(так как в рассматриваемом примере ГЭС и заменяемый вариант находятся на равном расстоянии от потребителя);

$$N_{\text{зам}} = N_{\text{ГЭС}} (1 + \alpha_{\text{сн КЭС}} - \alpha_{\text{сн ГЭС}} + \alpha_{\text{рем}} + \alpha_{\text{ав}} + \alpha_{\text{вл}}) = 2256 \text{ МВт};$$

$$\alpha^N = N_{\text{зам}} / N_{\text{ГЭС}} = 1,128.$$

Коэффициент α^N отражает соотношение между величиной заменяемой мощности и мощностью ГЭС.

Величина вводимой в отдельные годы заменяемой мощности должна соответствовать распределению прироста используемой мощности ГЭС (см. табл. 16.9), определяемой как

$$N_{\text{зам}} = \alpha^N N_{\text{ГЭС}}. \quad (16.34)$$

Результаты расчетов приведены в табл. 16.13.

Определение величины топливного эффекта проектируемой ГЭС. Приблизительно топливный эффект может быть найден по заменяющей выработке при известном удельном расходе топлива на заменяющей ТЭС.

Заменяющая выработка электроэнергии вычисляется по (16.6):

$$\mathcal{E}_{\text{зам}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} (1 + \alpha_{\text{сн КЭС}} - \alpha_{\text{сн ГЭС}} - \alpha_{\text{вл}}) = 7,33 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

в нашем случае $\alpha_{\text{вл}} = 0$;

$$\alpha^3 = \mathcal{E}_{\text{зам}} / \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = 1,033;$$

$$\mathcal{E}_{\text{зам}} = \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} \alpha^3. \quad (16.35)$$

Расчет дисконтированных затрат на строительство ГЭС по годам

Показатель	Период строительства										Годы эксплуатации				
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Выработка электроэнергии ГЭС	0	0	0	0	2,84	4,97	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Введенная мощность ГЭС $N_{введ}$	0	0	0	0	1000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Инвестиции в текущих ценах $K_{тек}$, млрд. руб	280,8	786,24	1349,2	2015	2139	980,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Инвестиции с нарастающим итогом $K_{нараст}$, млрд. руб	281	1109	2625	5033	7928	10097	11107	12217	13073	13988	14687	15346	16006	16666	17326
Амортизационные издержки $I_{ам}$, млрд. руб	0,0	0,0	0,0	0,0	105,4	134,3	147,7	162,5	173,9	186,0	195,3	200,1	205,0	210,0	215,0
Суммарная амортизация с учетом переоценки $I_{ам}^{прив}$, млрд. руб	0	0	0	0	105,44	255,54	428,82	634,19	852,45	1098,2	1348	1597,2	1847,2	2097,2	2347,2
Издержки ГЭС:															
а) по эксплуатации $I_{экспл}$, млрд. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	9,83	21,62	23,78	25,45	27,23	28,59	30,02	31,7	33,3	35,0	36,7
б) на капитальный ремонт $I_{кап рем}$, млрд. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	18,0	22,9	25,2	27,7	29,6	31,7	33,3	35,0	36,7	38,4	40,1
Суммарные эксплуатационные издержки $I_{экспл сум}$, млрд. руб	0,00	0,00	0,00	0,00	27,78	44,49	48,94	53,12	56,84	60,27	63,28	66,7	70,0	73,4	76,8
Ликвидная стоимость L_l , млрд. руб	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общий инфляционный коэффициент $K_{инфл}$	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,10	1,10	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Норматив дисконтирования $E_{ср}$	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,21	0,21	0,18	0,18	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16
Коэффициент дисконтирования B_l	0,791	0,625	0,494	0,391	0,309	0,244	0,263	0,218	0,231	0,196	0,205	0,205	0,205	0,205	0,205
Дисконтированные затраты $З_l$, млрд. руб	221,98	491,33	666,52	786,9	668,91	250,11	12,887	11,56	13,111	11,812	12,97	2,3325	2,3325	2,3325	2,3325
Суммарные затраты $З_{ГЭС}$, млрд. руб	2934														

Таблица 16.13

Распределение вводимой заменяемой мощности по годам

Показатель	Год строительства			Итого
	5-й 1999	6-й 2000	7-й 2001	
$N_{ГЭС}$ вводимая, МВт	1000	2000	2000	2000
$N_{ГЭС}$ используемая, МВт	800	1400	2000	2000
$N_{ГЭС}$, прирост используемой мощности, МВт	800	600	600	2000
$N_{зам}$ прирост, МВт	902,4	676,8	676,8	2256

Таблица 16.14

Распределение заменяемой выработки по годам

Показатель	Год строительства			Итого
	5-й 1999	6-й 2000	7-й 2001	
$\mathcal{E}_{ГЭС}$, млрд. кВт·ч	2,84	2,13	2,13	7,1
$\mathcal{E}_{зам}$, млрд. кВт·ч	2,94	2,2	2,2	7,33
$\mathcal{E}_{зам}$, млрд. кВт·ч	2,94	5,14	7,33	7,33

Результаты расчетов приведены в табл. 16.14.

Для выбранного заменяемого варианта $b_{уд} = 470$ гут/(кВт·ч) (см. табл. 16.4). Топливный эффект ГЭС определяется по формуле (16.7):

$$B_{год} = 3431 \text{ тыс. т}^*/\text{год.}$$

Определение экономических показателей заменяемого варианта в базисных ценах. Используем удельные капиталовложения по ТЭС, приведенные к году ввода первого агрегата на ГЭС (см. табл. 16.4). Приведение необходимо, чтобы учесть технологические особенности ввода мощностей на ГЭС, т.е. выровнять сравниваемые варианты по энергетическому эффекту.

На уровне 1984 г. $K_{уд ГТУ} = 105$ руб/кВт.

Капиталовложения в заменяемую мощность определяются по формуле (16.7): $K_{ГТУ 84} = 237$ млн. руб.

При переходе к базисным ценам применяется индекс-дефлятор, используемый также при переходе к базисным ценам инвестиций в строительство ГЭС

$$K_{зам баз} = K_{ГТУ 84} 6500 = 1540 \text{ млрд. руб.}$$

Превышение оборотных средств (запасов топлива) в варианте с заменяемой КЭС принимается 2 % капиталовложений: $K_{об} = 2\%(K_{зам})$.

* Топливо в условном исчислении.

В базисных ценах (1995 г.) оборотные средства составляют 30,8 млрд. руб. Издержки по сопоставимому варианту: норма амортизационных отчислений на реновацию для ТЭС

$$\alpha_{\text{ам}} = 0,035 \text{ (3,5 \% } K_{\text{нараст зам}}).$$

В базисных ценах амортизационные отчисления 86,2 млрд.руб.

Издержки на капитальный ремонт определяются с помощью коэффициента $\alpha_{\text{рем}}$ в зависимости от капиталовложений с нарастающим итогом. В рассматриваемом примере $N_{\text{зам}} = 2256$ МВт. Из табл. 16.3 выбираем вариант размещения на ТЭС восьми агрегатов К-300-240. Заменяемый вариант будет представлять полупиковую КЭС с числом часов использования $H_{\text{исп}} = 3500$ (т.е. таким же, как и для ГЭС), работающая на природном газе, мощностью 2400 МВт с блоками 8×300 МВт. Для газа $\beta_{\text{кр}} = 3,1$.

Коэффициент, учитывающий долю затрат на ремонты в долях от капитальных вложений $\alpha_{\text{рем}}$, вычисляется по (16.10):

$$\alpha_{\text{рем}} = 0,04 \text{ (4 \% } K_{\text{зам}}).$$

В базисных ценах издержки на ремонт 98,6 млрд. руб.

Определение экономических показателей заменяемого варианта в прогнозных ценах. В период строительства $K_{\text{зам}}$ и $K_{\text{обор}}$ пропорциональные вводимой заменяемой мощности (см. табл. 16.13), в прогнозных ценах аналогично (16.32):

$$K_{\text{зам } t} = N_{\text{зам } t} K_{\text{уд КЭС}} \prod_1^t (k_{\text{н стр } i}).$$

Топливная составляющая затрат в заменяемом варианте. Затраты на топливо в заменяемом варианте находятся по величине годовой экономии топлива и фактическим ценам на топливо в ценах 1995 г.:

$$C_{\text{прир газ95}} = 180 \text{ тыс. руб/м}^3.$$

Топливная составляющая в заменяемом варианте в базисных ценах (1995 г.) с учетом калорийного эквивалента $\alpha_{\text{кал}}$ определяется по формуле (16.12):

$$Z_{\text{т}} = C_{\text{топл95}} B_{\text{год}} / \alpha_{\text{квл}} = 519 \text{ млрд. руб/год,}$$

где $\alpha_{\text{кал}} = Q_{\text{р}}^{\text{н}} / 29,3 \text{ [т}^{\circ}\text{К/т]}$ — отношение теплотворной способности натурального топлива к теплотворной способности условного топлива. Для натурального газа $\alpha_{\text{кал}} = 1,19$.

В период нарастания заменяемой выработки (годы строительства) топливная составляющая будет пропорциональна $\mathcal{E}_{\text{зам}}$ (см. табл. 16.13):

$$Z_{\text{топл } t} = b_{\text{уд}} \mathcal{E}_{\text{зам } t} C_{\text{топл } t} / \alpha_{\text{кал}}.$$

Таблица 16.15

Технико-экономические показатели КЭС и ценах 1995 г.

Показатель	Значение
Установленная мощность, МВт	2256
Выработка электроэнергии, млрд. кВт·ч	7,33
Капиталовложения в КЭС, млрд. руб.	1540
Ежегодные издержки по КЭС, млрд. руб.	703,8
Удельные капиталовложения в КЭС, млн. руб/кВт	0,68
Удельные капиталовложения, руб/кВт·ч	211
Себестоимость энергии на КЭС, руб/кВт·ч	96,4

Принимаем, что в течение расчетного периода цена на топливо будет увеличиваться только с учетом коэффициентов инфляции на топливо аналогично (16.32):

$$C_{\text{топл } t} = C_{\text{топл95}} \prod_1^t (k_{\text{топл } i}^{\text{инф}})$$

По результатам расчетов экономических и энергетических показателей КЭС необходимо составить таблицу технико-экономических показателей КЭС в базисных ценах (табл. 16.15), в число которых входят удельные капиталовложения по мощности и выработке, а также себестоимость 1 кВт·ч энергии, рассчитанные по формуле (16.29)—(16.31):

$$K_{\text{уд}} N_{\text{КЭС}} = K_{\text{КЭС}} / N_{\text{уст}} = 683 \text{ тыс. руб/кВт};$$

$$K_{\text{уд КЭС}}^{\text{э}} = K_{\text{КЭС}} / \mathcal{E}_{\text{КЭС}} = 211 \text{ руб/кВт·ч};$$

$$I_{\text{КЭС}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{рем}} + I_{\text{топл}} = 703,8 \text{ млрд. руб/год};$$

$$S_{\text{э}} = I_{\text{КЭС}} / \mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = 96,4 \text{ руб/кВт·ч}.$$

Данные о распределении по годам капиталовложений, приведенных к году ввода 1-го агрегата, амортизационных, эксплуатационных и топливных издержек, а также учета оборотных средств в течение рассматриваемого периода ($T_{\text{р}} = 30$ лет) сведены в табл. 16.16.

Определение сравнительной экономической эффективности инвестиций в ГЭС

В расчете используем данные, полученные при нахождении экономических показателей ГЭС и заменяемого варианта за период 1995—2024 гг., с учетом инфляции (см. табл. 16.12 и 16.16).

* Топливо в условном исчислении.

Расчет дисконтированных затрат на строительство КЭС по годам

Параметр	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2023	2024
Выработка электроэнергии ЭГЭС													
Инвестиции без учета инфляции $K_{\text{зам } t}$, млрд. руб.	0	0	0	0	2,94	5,14	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33	7,33
Коэффициент инфляции по строительству $K_{\text{инфл стр } t}$	1,20	1,20	1,20	1,15	1,15	1,10	1,10	1,07	1,07	1,05	1,05	1,05	1,05
Инвестиции с учетом инфляции $K_{\text{зам инфл } t}$, млрд. руб.	0	0	0	0	1407	1161	1277,5	0	0	0	0	0	0
То же с нарастающим итогом $K_{\text{нар зам } t}$, млрд. руб.	0	0	0	0	1407	2709	4257,3	4555,3	4874,2	5117,9	5373,8	12933	13579
Издержки на капитальный ремонт $I_{\text{капрем } t}$	0	0	0	0	56,27	108,4	170,29	182,21	194,97	204,71	214,95	517,3	543,17
Издержки амортизационные $I_{\text{ам } t}$	0	0	0	0	49,24	94,81	149	159,44	170,6	179,13	188,08	452,64	475,27
Суммарная амортизация с учетом переоценки $I_{\text{ам прив } t}$	0	0	0	0	49,24	151,4	323,16	531,06	781,32	1077,6	1373,5	11770	12833
Ликвидная стоимость L_t	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	745,87
Инфляция цен на топливо $K_{\text{инфтопл } t}$	1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
Цена на топливо, тыс. руб./м. $I_{\text{топл } t}$	180	198	217,8	239,6	263,5	289,9	318,88	350,77	368,31	386,72	406,06	977,23	1026,1
Топливные затраты $З_{\text{топл } t}$	0	0	0	0	306	588,5	923,17	1015,5	1066,3	1119,6	1175,6	2829,1	2970,6
Оборотные средства $K_{\text{об } t}$	0	0	0	0	28,14	23,23	25,55	0	0	0	0	0	0
Коэффициент дисконтирования B_t	0,758	0,574	0,435	0,391	0,309	0,319	0,263	0,272	0,231	0,237	0,205	0,015	0,013
Дисконтированные затраты $З_t$	0	0	0	0	554,8	599,5	631,08	325,19	290,94	313,45	284,95	51,251	36,702
Суммарные затраты $З_{\text{КЭС}}$	5374				411,5	791,7	1242,5	1357,1	1431,8	1503,4	1578,6	3799,1	3989
Суммарные издержки $I_{\text{сум } t}$	0	0	0	0									

Дисконтированные затраты вычисляются по формуле (16.14). Результаты сравнения экономической эффективности рассматриваемых вариантов представлены в табл. 16.12 и 16.16:

$$З_{\text{ГЭС сум}} = 2934 \text{ млрд. руб.};$$

$$З_{\text{зам сум}} = 5374 \text{ млрд. руб.};$$

$$З_{\text{min}} = З_{\text{ГЭС}}.$$

Следовательно, используя в качестве критерия минимум дисконтированных затрат, можно сделать вывод об эффективности ГЭС по сравнению с сопоставимым вариантом.

Оценка абсолютной финансовой эффективности строительства ГЭС

Для расчета финансово-экономической эффективности необходимо рассмотреть влияние структурной инфляции на экономические показатели ГЭС — значения выручки от реализации продукции; капиталовложения, необходимые для строительства ГЭС (инвестиции); издержки по эксплуатации ГЭС (табл. 16.17).

При расчете выручки от реализации продукции по формуле (16.19) используются значения отпускного тарифа, учитывающие инфляцию по тарифам на электроэнергию (в рассматриваемом примере принимается прогнозный вариант, приведенный в табл. 16.17)

$$T_t = T_{95} \prod_1^t (k_{\text{тар } t}^{\text{инфл}}),$$

где $T_{95} = 250 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч}$ — тариф на электроэнергию на начало 1995 г.

При учете влияния инфляции на инвестиции используются значения коэффициентов инфляции по строительству и эксплуатации объектов, также приведенные в табл. 16.17.

Инвестиции в ГЭС в прогнозных ценах (т.е. с учетом инфляции) рассчитываются по (16.32) :

$$K_{\text{ГЭС } t} = T_{\text{ГЭС баз } t} \prod_1^t (k_{\text{стр } t}^{\text{инфл}}),$$

где $K_{\text{ГЭС баз } t}$ — инвестиции в ГЭС в базисных ценах (см. табл. 16.11).

Амортизационные издержки определяются в зависимости от инвестиций нарастающим итогом, приведенных к рассчитываемому году с помощью коэффициентов общего уровня инфляции в стране (или балансовой стоимости объекта), вычисляемых по (16.33).

Расчет финансово-экономической эффективности ГЭС.

Влияние структурной инфляции на экономические показатели ГЭС по годам

Показатель	Формула	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Выработка электроэнергии $\mathcal{E}_{ГЭС}$		0,00	0,00	0,00	0,00	2,8	5,0	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
Коэффициент инфляции по тарифам $k_{\text{тар}}$		1,1	1,1	1,1	1,15	1,15	1,1	1,1	1,05	1,05	1,05	1,05
Тариф отпускной T_i		264,0	290,4	319,4	367,4	422,5	464,7	511,2	536,7	563,6	591,7	621,3
Выручка от реализации энергии O_{pi}		0,00	0,00	0,00	0,00	1199,8	2309,6	3629,3	3810,8	4001,4	4201,4	4411,5
Инвестиции в ГЭС в базисных ценах $K_{ГЭС\text{баз}}$		234,00	546,00	780,80	1014,00	936,00	390,00					
Коэффициент инфляции по строительству $k_{\text{инфстр}}$		1,20	1,20	1,20	1,15	1,15	1,10	1,10	1,07	1,07	1,05	1,05
Инвестиции в прогнозных ценах $K_{ГЭС}$		280,8	786,2	1349,2	2015,0	2139,0	980,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Акционерный капитал $K_{\text{акц}}$		280,8	786,2	1349,2	1359,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Коэффициент общей инфляции $K_{\text{инфл общ}}$		1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,1	1,1	1,07	1,07	1,05
То же с нарастающим $K_{\text{акц}} / \text{нар}$		280,8	1109,2	2624,8	4377,6	5034,2	5789,3	6368,2	7005,1	7495,4	8020,1	8421,1
Заемные средства $K_{\text{заемн}}$		0,0	0,0	0,0	655,9	2139,0	980,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Инвестиции с нарастающим итогом $K_{\text{нараст}}$		281	1109	2625	5033	7928	10097	11107	12217	13073	13988	14687
Амортизационные издержки $I_{\text{ам}}$		0,0	0,0	0,0	0,0	114,9	146,4	161,0	177,2	0,0	202,8	213,0
Суммарная амортизация с учетом переоценки $I_{\text{ам}} \text{ переец } t$		0,0	0,0	0,0	0,0	114,9	278,6	467,5	691,4	739,8	994,4	1257,1
Ликвидная стоимость L_i		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Эксплуатационные издержки $I_{\text{экспл}}$		0,0	0,0	0,0	0,0	96,0	131,4	144,6	158,3	169,4	180,7	189,7

В приведенном в качестве примера расчете рассматривается возможное сооружение ГЭС за счет средств АО (т.е. акционерных инвестиций) с привлечением кредитных заемных средств (т.е. заемных инвестиций). Распределение инвестиций проведено по следующему принципу: доли акционерного и заемного капитала составляют по 50 % общих инвестиций

$$K_{\text{акц}\Sigma} = 7550,7 \cdot 0,5 = 3775 \text{ млрд. руб.}$$

Для уменьшения затрат на обслуживание кредита заемный капитал используется в последнюю очередь:

$$K_{\text{заемн}\Sigma} = 7550,7 \cdot 0,5 = 3775 \text{ млрд. руб.}$$

Для расчета дивидендов, выплачиваемых членам АО, необходимо найти значение балансовой стоимости акционерного капитала, меняющегося по годам расчетного периода по (16.33).

Расчет эксплуатационных издержек аналогичен расчету для определения суммарных дисконтированных затрат ГЭС. Ликвидная стоимость находится по (16.15).

Отчет о прибылях

При составлении отчета о прибыли вычисляются балансовая прибыль; налог на прибыль; чистая прибыль (16.20) — (16.22); также определяется порядок выплаты кредита и процентов по нему.

Так как в расчете рассматривается переменная инфляция, значение процентной ставки $K_{\text{проц}}$ также переменное. Чем выше уровень общей инфляции, тем больше проценты за кредит. В рассматриваемом примере принимаем, что при инфляции 15 % в год, процентная ставка будет 18 % годовых, при инфляции 10 % — 15 % годовых.

Проценты, начисленные за кредит, рассчитываются по формуле

$$K_{\text{нач проц } t} = k_{\text{проц } t} K_{\text{заем сум } t}$$

Выплата процентов за кредит проводится из чистой прибыли, т.е. после выплаты налогов. Если $L_{\text{чл}} < K_{\text{нач проц } t}$, невыплаченные проценты капитализируются на следующий год в виде дополнительного кредита.

Выплата кредита также осуществляется из чистой прибыли после выплаты процентов за кредит. Невыплаченный в срок кредит капитализируется на следующий год, т.е. увеличивается дополнительный кредит ($K_{\text{заем доп } t+1}$):

$$K_{\text{заем доп } t+1} = K_{\text{проц } t} - K_{\text{нач проц } t} + K_{\text{заем } t} - B_{\text{кр } t}$$

Суммарный кредит ($K_{\text{заем сум } t}$) равен сумме первоначального кредита и дополнительного. Проценты начисляются на величину суммарного кредита

Отчет о прибылях по годам

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Выручка от реализации продукции P_t	0	0	0	0	1199,8	2309,6	3629,35	3810,8	4001,4	4201,42	4411,5
Общие производственные издержки $I_{об}$	0,0	0,0	0,0	0,0	211,0	277,8	305,6	335,5	169,4	383,5	402,7
Заемные инвестиции $K_{заем}$	0,0	0,0	0,0	655,9	2139,0	980,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Дополнительный кредит $K_{доп}$	0,0	0,0	0,0	0,0	774,0	2794,7	3133,9	1443,6	0,0	0,0	0,0
Суммарный кредит $K_{заем сум}$	0,0	0,0	0,0	655,9	2913,0	3775,0	3133,9	1443,6	0,0	0,0	0,0
Балансовая прибыль $P_{б}$	0	0	0	0	988,8	2031,8	3323,73	3475,4	3832	3817,9	4008,8
Налог на прибыль H_t	0	0	0	0	346,1	711,1	1163,3	1216,4	1341,2	1336,3	1403,1
Чистая прибыль $P_{ч}$	0,0	0,0	0,0	0,0	642,7	1320,6	2160,4	2259,0	2490,8	2481,6	2605,7
Процентная ставка	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,15	0,15	0,15	0,15	0,10
Проценты за кредит (начисленные) $K_{нач проц}$	0,0	0,0	0,0	118,1	524,3	679,5	470,1	216,5	0,0	0,0	0,0
Выплата процентов $K_{проц}$	0,0	0,0	0,0	0,0	524,3	679,5	470,1	216,5	0,0	0,0	0,0
Выплата кредита $B_{кр}$	0,0	0,0	0,0	0,0	118,4	641,1	1690,3	1443,6	0,0	0,0	0,0
Дивиденды D_t										802,0	842,1
Нераспределенная чистая прибыль	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	598,9	1741,2	1679,6	1763,6
То же с нарастающим итогом	0	0	0	0	0	0	0	598,88	2340,1	4019,74	5783,3

$$B_{кр t} = K_{заем сум t} \text{ при } P_{ч t} - K_{проц t} > K_{заем сум t};$$

$$B_{кр t} = P_{ч t} - K_{проц t} \text{ при } P_{ч t} - K_{проц t} < K_{заем сум t}.$$

Пример. 1998 г.

$$K_{заем 98} = 655,9 \text{ млрд. руб; } K_{проц нач t} = 0,18 \cdot 655,9 = 118,1 \text{ млрд. руб;}$$

$$P_{бал} = 0 \text{ млрд. руб; } K_{проц t} = 0 \text{ млрд. руб; } B_{кр} = 0 \text{ млрд. руб,}$$

т.е. нет возможности погасить кредит в рассматриваемом году (в 1998 г. еще не пущены агрегаты станции, нет выручки от реализованной продукции). Поэтому необходимо взять дополнительный кредит на 1999 г., равный сумме кредита и процентов за него за 1998 г.:

$$K_{заем доп 99} = 655,9 + 118,1 = 774 \text{ млрд. руб;}$$

$$K_{заем сум 99} = 2139,1 + 774 = 2913,0 \text{ млрд. руб.}$$

Дивиденды начисляются из расчета 10 % значения суммарного акционерного капитала с нарастающим итогом $K_{акц нар t}$ (табл. 16.18).

Расчет интегральных показателей финансовой эффективности ГЭС

Значение внутренней нормы доходности или рентабельности вычисляется по (16.26). Результаты расчета даны в табл. 16.19, где в зависимости от изменения $E_{ср}$ (3—30 %) определяется ЧДД, а по графику (см. рис. 16.1) — значения $E_{внд}$.

В рассматриваемом варианте $E_{внр} = 13 \%$:

$$E_{ср} = 0,1 < 0,13 = E_{внр}.$$

Таблица 16.19

Зависимость ЧДД от $E_{ср}$

$E_{ср}, \%$	3	7	10	20	30
ЧДД	6996,5	2580,6	1030,9	-645,3	-880,7

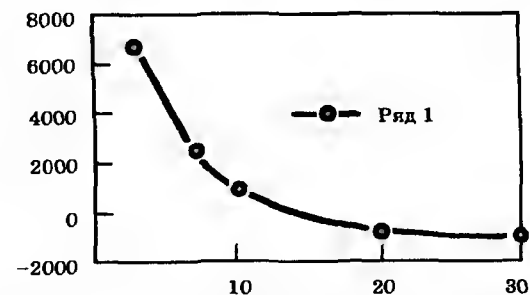


Рис. 16.1. Определение внутренней нормы доходности ГЭС

Таблица 16.20

Определение интегральных показателей по годам

Показатель	Формула	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Потоки чистых платежей $P_{\text{чист пл}}$	$O_t - K_{\text{акт}} - I_{\text{экст}} - K_{\text{проц}} - H_t - B_{\text{крг}} + L_t - D_t$ $P_{\text{чист пл}} / K_{\text{инфл}}$	-280,8	-786,2	-1349,2	-1359,1	114,9	146,4	161,0	776,0	1741,2	1882,4	1976,6
Номинальные потоки чистых платежей $P_{\text{ном чист пл}}$	$P_{\text{чист пл}} / K_{\text{инфл}}$	-244,2	-594,5	-887,1	-777,1	57,2	63,3	63,3	277,3	581,4	587,5	587,5
Ном. коэфф. дисконт. $B_{\text{норм}}$	$(1 + E_{\text{норм}})^{-t}$	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386	0,350
Чистая современная стоимость Φ_t	$\Phi_t = P_{\text{чист пл}} B_t$	-222,0	-491,3	-666,5	-530,7	35,5	35,7	32,5	129,3	246,6	226,5	205,9
Чистый дисконтированный доход ЧДД	$\Sigma \Phi_t$	-222,0	-713,3	-1379,8	-1910,6	-1875,1	-1839,4	-1806,9	-1677,5	-1430,9	-1204,4	-998,5
Внутренняя норма доходности $E_{\text{вир}}$	По графику			0,13								
Коэффициент инфляции $K_{\text{инфл}}$		1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,10	1,10	1,07	1,07	1,05
Общий инфляционный множитель $K_{\text{инфл}}^{\text{общ}}$		1,15	1,32	1,52	1,75	2,01	2,31	2,54	2,80	2,99	3,20	3,36
Срок возврата капитала T_v	По графику			17 лет								

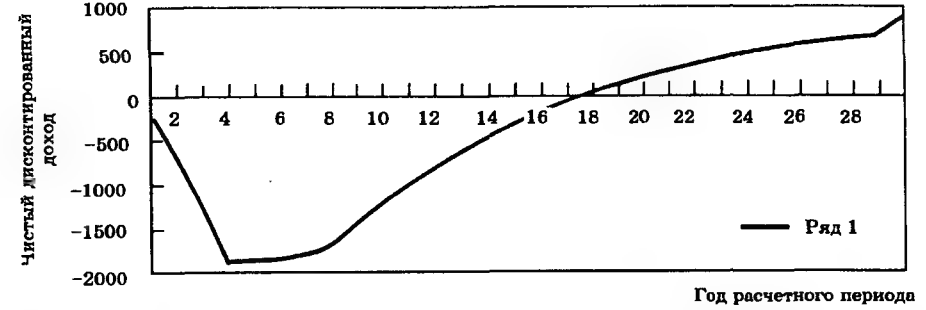


Рис. 16.2. Определение дисконтированного срока возврата капитала

Так как внутренняя норма рентабельности оказалась выше номинального коэффициента дисконтирования, можно сделать вывод об эффективности сооружения ГЭС за счет средств АО открытого типа с привлечением кредитных заемных средств при выбранных условиях: доля заемного и акционерного капитала составляет по 50 %, кредит взят на условиях банковской ставки за кредит, зависящей от уровня инфляции. Инвестиции в ГЭС финансово-экономически эффективны.

Срок возврата капитала (дисконтированный срок окупаемости) характеризует период, в течение которого полностью возвращаются первоначальные капитальные вложения за счет прибыли, получаемой при эксплуатации объекта (16.19).

Результаты расчета представлены на рис. 16.2. Искомая величина определяется при пересечении функции нарастания ЧДД (табл. 16.20) оси абсцисс, представляющей годы расчетного периода.

В рассчитываемом варианте $T_v = 17$ лет; $T_p = 30$ лет.

Следовательно, используя критерий срока возврата капитала, получаем результат, подтверждающий финансово-экономическую эффективность инвестиций в сооружение ГЭС.

Отчет о движении наличности (табл. 16.21)

В рассматриваемом примере в годы строительства денежная наличность равна нулю; после начала эксплуатации в период возврата заемных средств денежная наличность равна сумме амортизационных отчислений; после окончания выплаты кредита денежная наличность равна сумме амортизационных отчислений и чистой прибыли от реализации продукции.

Выводы

Обязательное условие неотрицательного сальдо денежной наличности в примере выполняется. Кроме этого, рассмотрены интегральные критерии (внутренняя норма доходности и дисконтированный срок возврата капитала) также подтверждающие экономико-финансовую состоятельность объекта. Следовательно, можно сделать вы-

Отчет о движении наличности по годам

Показатель	Формула	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Приток												
Увеличение собственного капитала (акционерный капитал) $K_{акт}$		280,8	786,24	1349,2	1359,08	0	0	0	0	0	0	0
Увеличение задолженности (засимый капитал) $K_{зисум}$		0,0	0,0	0,0	655,9	2139,0	980,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выручка от реализации продукции O_1	$O_1 = \Sigma T_{ГЭС,t}$	0	0	0	0	1199,8	2309,6	3629,35	3810,8	4001,4	4201,42	4411,5
Ликвидная стоимость L_1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого приток наличности	$K_{нараст,t} - \Sigma I_{ам,прит,t}$	280,8	786,24	1349,2	2015,02	3338,8	3290	3629,35	3810,8	4001,4	4201,42	4411,5
Отток												
Увеличение постоянных активов (инвестиций) $K_{ГЭС,t}$		280,8	786,2	1349,2	2015,0	2139,0	980,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Эксплуатационные издержки $I_{эксп,t}$		0	0	0	0	96,0	131,4	144,6	158,3	169,4	180,7	189,7
Выплаты процентов $K_{проц,t}$		0	0	0	0	524,3	679,5	470,1	216,5	0	0	0
Выплата кредита $B_{кр,t}$		0	0	0	0	118,4	641,1	1690,3	1443,6	0,0	0,0	0,0
Налог на прибыль H_t		0	0	0	0	346,08	711,11	1163,31	1216,4	1341,2	1336,26	1403,1
Дивиденды D_t		0	0	0	0	0	0	0	0	749,54	802,01	842,11
Итого отток наличности		280,8	786,24	1349,2	2015,02	3223,9	3143,6	3468,3	3034,8	2260,1	2318,98	2434,9
Денежная наличность	$P_{ч} + I_{ам}$	0	0	0	0	114,95	146,41	161,048	776,03	1741,2	1882,45	1976,6
То же с нарастающим итогом		0	0	0	0	114,95	261,36	422,405	1198,4	2939,7	4822,11	6798,7

вод об эффективности и целесообразности строительства ГЭС с заданными параметрами при выбранных условиях.

16.3. ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В РЕКОНСТРУКЦИЮ ГЭС

Возможные источники финансирования мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению действующих ГЭС

Одним из основных источников инвестиций в реконструкцию и техническое перевооружение гидроэнергетических объектов в настоящее время считается инвестиционный внебюджетный фонд целевого назначения.

Среди внутренних источников финансирования реконструкции действующих ГЭС в ближайший период должна возрасти роль фонда накопления амортизационных отчислений.

Вторичная эмиссия акций РАО, АО-энерго и, особенно, АО ГЭС может служить важным источником финансирования реконструкции действующих ГЭС.

Кроме того, реконструкция и техническое перевооружение гидроэнергетических объектов ведется за счет кредитов коммерческих банков. Привлечение таких кредитов для этих целей может оказаться более реальным, чем для нового строительства крупных ГЭС из-за возможности относительно более быстрого возврата средств.

Важным источником финансирования реконструкции и технического перевооружения гидроэнергетических объектов может стать привлечение зарубежных инвестиций для финансирования мероприятий по реконструкции российских ГЭС.

Финансовые расходы акционерного общества при реконструкции действующих ГЭС

Финансовые расходы на реконструкцию ГЭС в год t определяются капиталовложениями в реконструкцию ГЭС в год t ($K_{рек,t}$) за вычетом ликвидной стоимости демонтируемого оборудования в тот же год t (L_t).

Капитальные вложения в реконструкцию гидроэнергетических объектов представляют собой расходы, связанные с приобретением, доставкой и монтажом технологического и строительного оборудования, оплатой рабочей силы и рядом побочных и прочих затрат. Капиталовложения на разных этапах проектирования определяются по аналогам, на базе укрупненных расценок, путем составления сметно-финансовых расчетов.

В состав капиталовложений на строительные-монтажные работы входят также накладные расходы и прибыль подрядчиков (строительных фирм). Сметная стоимость реконструкции ГЭС должна оцениваться как в базисных (как правило, в ценах на 01.01.91 г.), так и в современных ценах, т.е. в ценах на момент проведения расчетов. Далее прогнозируются капиталовложения с учетом предполагаемой инфляции за период реконструкции.

При зарубежном инвестировании капиталовложений в реконструкцию ГЭС и проведении расчетов в свободно конвертируемой валюте приведенные выше данные по их инфляции также подлежат учету.

Финансовая оценка результатов реконструкции ГЭС (доходы акционерного общества)

Доходы АО обеспечиваются реализацией мощности и электроэнергии, производимой на ГЭС.

Энергетический эффект от реконструкции достигается в результате установки более мощного и экономичного оборудования и характеризуется:

приростом пиковой мощности ГЭС за счет увеличения единичной мощности агрегатов;

приростом мощности ГЭС за счет увеличения КПД гидроэнергетического оборудования;

приростом сезонной выработки электроэнергии на ГЭС за счет увеличения КПД устанавливаемого оборудования и сокращения холостых сбросов в результате увеличения установленной мощности ГЭС;

повышением до проектных величин показателей надежности работы ГЭС (снижением аварийного недоотпуска мощности и электроэнергии).

Величина валового дохода от реконструкции ГЭС определяется произведением тарифа на продажу электроэнергии на объем (прирост объема) продаваемой электроэнергии и мощности.

Передаваемая выработка электроэнергии ГЭС должна быть ниже вырабатываемой электроэнергии на величину собственных нужд.

При определении эффективности капиталовложений в реконструкцию особенно важно то обстоятельство, что валовой доход вычисляется по двухставочному тарифу на электроэнергию и мощность; наличие мощностной составляющей имеет большое значение потому, что получаемый прирост выработки электроэнергии на ГЭС в результате замены оборудования, как правило, невелик. Это объясняется тем, что заменяемое гидросиловое оборудование имеет достаточно высокий КПД, а возможности увеличения коэффициента использования стока реки ограничены. В то же время при реконструкции появляются возможности для увеличения пиковой мощности ГЭС, что при дефиците мощности в энергосистеме позво-

лило бы существенно повысить эффективность инвестиций в реконструкцию ГЭС. Однако основным фактором, показывающим целесообразность использования двухставочного тарифа на шинах, — специфика производства электроэнергии на ГЭС. Дело в том, что выбытие по условиям ненадежной работы части установленной мощности ГЭС может нанести значительный ущерб надежности энергоснабжения потребителей, особенно в период прохождения пиковых нагрузок. При этом потери выработки энергии могут быть небольшими и определяться только повышенными сбросами в период прохождения паводка. Поэтому использование двухставочного тарифа на шинах ГЭС или введение дифференцированного тарифа по временным зонам суточного графика нагрузки позволяет достаточно объективно оценить финансовую эффективность инвестиций в ГЭС, в том числе и в реконструкцию действующих гидроэнергетических объектов.

Для ГЭС, вошедших в РАО «ЕЭС России» на правах самостоятельных акционерных обществ, валовой доход от продажи электроэнергии, вырабатываемой ГЭС, целесообразно определять по тарифам на шинах. Он может быть вычислен по формуле

$$\Delta O_{p,t} = C_{N,t} \Delta N_t + C_{\varepsilon,t} \Delta \varepsilon_t,$$

где ΔN_t и $\Delta \varepsilon_t$ — соответственно суммарные приросты контрактруемой мощности и передаваемой выработки электроэнергии на ГЭС в результате реконструкции в год t .

Если электроэнергия, вырабатываемая ГЭС, продается не на ее шинах, а поступает в общую электрическую сеть АО-энерго или РАО «ЕЭС России» и последние осуществляют продажу электроэнергии потребителям, формула по подсчету дохода от реализации электроэнергии (P_t) принимает следующий вид:

$$\Delta O_{p,t} = (1 - \alpha_{\text{пот}} \alpha_{\text{сист}}) (C_{N,t} \Delta N_t + C_{\varepsilon,t} \Delta \varepsilon_t),$$

где $\alpha_{\text{пот}}$ — потери ЛЭП на участке от высоковольтных шин ГЭС до точки продажи электроэнергии потребителям (в долях от единицы); $\alpha_{\text{сист}}$ — доля сетевых и системных фондов в общей стоимости фондов, обеспечивающих производство и передачу электроэнергии ГЭС.

Определение перспективных тарифов на электроэнергию, т.е. тарифов, по которым будет продаваться электроэнергия ГЭС после реконструкции, необходимо начать с анализа исходных данных по существующим тарифам потребителей электроэнергии для энергосистем, использующих энергоотдачу реконструируемой ГЭС.

Затем должны быть проанализированы основные факторы, влияющие на перспективные среднесистемные тарифы на электроэнергию в этих энергосистемах. Сюда относятся прогнозы изменения стоимости топлива,

потребляемого тепловыми электростанциями; динамика изменения стоимостной оценки постоянной части затрат, связанных с выработкой электроэнергии в рассматриваемой энергосистеме и т.д.

Определение чистой прибыли, обеспечиваемой реконструкцией гидроэнергетического объекта

Доходы ГЭС определяются чистой прибылью, обеспечиваемой реализацией электроэнергии. Вычислению чистой прибыли предшествует расчет балансовой прибыли. Ее прирост в год t (ΔP_{6t}) находится аналогично (16.20):

$$\Delta P_{6t} = \Delta P_t - \Delta I_t,$$

где ΔI_t — изменение эксплуатационных издержек в год t за счет реконструкции.

Эксплуатационная составляющая ежегодных издержек по ГЭС после реконструкции определяется с учетом возможности сокращения затрат на ремонт оборудования, достижения экономии материалов, снижения численности персонала.

В этих условиях величина ΔI_t может иметь положительное и отрицательное значения, т.е. как увеличивать, так и уменьшать величину балансовой прибыли. Объясняется это тем, что при отсутствии реконструкции вполне вероятно существенное увеличение стоимости капитальных ремонтов, что должно быть отражено при экономических расчетах.

Следует учитывать, что в случае отказа от реконструкции ГЭС при наличии неработающих агрегатов могут возникнуть трудности с пропуском паводочных расходов через эти агрегаты.

Тогда в финансово-экономических расчетах необходимо учитывать, что при реконструкции ГЭС возникнет дополнительная экономия, связанная с отказом от строительства водопропускных сооружений, способных пропустить расходы воды взамен неработоспособного агрегата.

При подсчете налогооблагаемой прибыли ($\Delta P_{нт}$) величину балансовой прибыли следует уменьшить на величину возврата основных платежей по кредиту и налогов, выплачиваемых из прибыли до налогообложения.

Чистая прибыль за счет реконструкции в год t ($\Delta P_{чt}$) может быть подсчитана по формуле (16.23):

$$\Delta P_{чt} = \Delta P_{нт} - H_t,$$

где H_t — налог на прибыль в год t (16.21).

Критерии финансово-экономической эффективности инвестиций в реконструкцию гидроэнергетических объектов (в условиях создания акционерных обществ)

Рассматриваются следующие критерии.

Внутренняя норма рентабельности (ВНР) объекта (16.26) принимает вид

$$\sum_{t=1}^{T_p} (\Delta P_{чt} + I_{амt} - K_{рекt} + L_t)(1 + E_{внр})^{-t} = 0,$$

где $\Delta P_{чt}$ — чистая прибыль, обеспечиваемая реконструкцией гидроэнергетического объекта в год t ; $E_{внр}$ — коэффициент дисконтирования (ВНР), являющийся в данном случае искомой величиной; определяется методом последовательных приближений при различных ставках дисконта; T_p — расчетный период (рекомендуется принимать 40—50 годам).

Так, ВНР на акционерный капитал представляет собой коэффициент дисконтирования, при котором дисконтированная величина чистой прибыли и амортизации по проекту равна величине дисконтированного акционерного капитала. По существу этот показатель характеризует величину рентабельности для акционерного капитала с учетом разновременности доходов и расходов, эскалации цен, выплаты кредитов и процентов по ним, налоговых отчислений и т.д. В этом случае ВНР на акционерный капитал вычисляется из выражения

$$\sum_{t=1}^{T_p} (\Delta P_{ачt} + I_{амt} - K_{арекt} + L_t)(1 + E_{внр})^{-t} = 0,$$

где $K_{арекt}$ — акционерный капитал в год t ; $I_{амt}$ — прирост амортизационных издержек за счет реконструкции; $\Delta P_{ачt}$ — чистая прибыль, при подсчете которой учитывается необходимый возврат кредитов и процентов по ним в год t ; T_p — период функционирования АО; остальные обозначения приведены выше.

Срок предельно возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним определяется как

$$\sum_{t=1}^{T_p} K_{зрекt} = \sum_{t=1}^{T_p} (\Delta P_{ачt} + I_{амt}),$$

где $K_{зрекt}$ — величина заемных инвестиций на реконструкцию.

Отметим, что в условиях стабилизированного рынка целесообразно рассмотреть дополнительно следующие критерии экономической эффективности капиталовложений в реконструкцию:

чистую современную стоимость (определяется дисконтированием всех притоков и оттоков наличностей по объекту (16.25)):

$$\mathcal{E}_{\text{рек}} = \sum_{t=1}^{T_p} (\Delta P_{\text{ач}t} + I_{\text{ам}t} - K_{\text{рек}t} + L_t)(1 + E_{\text{ср}})^{-t};$$

чистую современную стоимость на акционерный капитал (определяется дисконтированием всех притоков и оттоков по АО, связанных с реконструкцией)

$$\mathcal{E}_{\text{арек}} = \sum_{t=1}^{T_p} (\Delta P_{\text{ач}t} + \Delta I_{\text{ам}t} - K_{\text{арек}t} + L_t)(1 + E_{\text{ср}})^{-t},$$

где $E_{\text{ср}}$ — норма дисконта.

16.4. РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ГЭС, НЕ ОТРАБОТАВШЕЙ ПРЕДЕЛЬНЫХ СРОКОВ СЛУЖБЫ

Исходные положения

Рассматриваемая ГЭС эксплуатируется в европейской части России. Установленная мощность ГЭС 820 МВт, среднемноголетняя выработка электроэнергии 1410 млн. кВт·ч. Гидроагрегаты станции (с радиально-осевыми турбинами) используются в остропиковом режиме с большим количеством пусков-остановов, переводов в режим синхронного компенсатора и обратно в течение суток. Эксплуатация в таких условиях привела к значительному износу основного технологического оборудования, снижению надежности работы его отдельных узлов и деталей. Выявилась необходимость реконструкции ГЭС, которая намечена на 1994—1999 гг.

В процессе реконструкции предполагается замена основного технологического оборудования ГЭС (как основного, так и вспомогательного), предусматривающая повышение КПД гидроагрегатов и увеличение их единичной мощности. В результате установленная мощность ГЭС возрастет до 900 МВт, а среднемноголетняя выработка электроэнергии до 1464 млн. кВт·ч.*

Энергетический эффект реконструкции

Рассматриваемая ГЭС эксплуатируется с 1964 г. Таким образом, на момент проведения реконструкции срок службы ГЭС достиг 30 лет (срок службы гидросилового оборудования по ГОСТ).

* Предполагается, что в рассматриваемом примере будет привлечен капитал зарубежных инвесторов, поэтому все экономические расчеты, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, выполнены в американских долларах.

Обследованием установлено, что на уровне 1994 г. аварийность ГЭС находилась на уровне 8,5 % (снижение располагаемой ГЭС до 750 МВт), среднегодовое снижение мощности при дальнейшей эксплуатации существующего оборудования прогнозируется в размере 0,7 % в год. Снижение выработки электроэнергии в этих условиях определено графиком $\mathcal{E}_{\text{ГЭС}} = f(N_{\text{ГЭС}})$.

В соответствии с «Методикой реконструкции действующих ГЭС Минэнерго СССР» (М.: Гидропроект, 1989 г.) предельный срок службы основного технологического оборудования ГЭС, принятый на основании опыта эксплуатации, составляет 60 лет. К этому сроку (2024 г.) энергоотдача рассматриваемой ГЭС будет равна нулю.

Прирост мощности ГЭС в результате замены оборудования составит 80 МВт, из них 25 — за счет роста КПД и 55 — увеличения единичной мощности гидроагрегатов. Прирост выработки электроэнергии получен:

повышением КПД оборудования — 43 млн. кВт·ч;

сокращением холостых сбросов в нижний бьеф — 11 млн. кВт·ч.

Приросты мощности и выработки электроэнергии реализуются в энергосистеме по мере получения.

Капиталовложения в реконструкцию ГЭС

Капиталовложения в реконструкцию определены в размере 65 млн. дол. США.

Распределение капиталовложений в реконструкцию ГЭС по годам реконструкции приведено в табл. 16.22.

Ежегодные издержки по ГЭС

Ежегодные издержки, учитываемые в расчете эффективности реконструкции, представляют собой разность между издержками до и после реконструкции:

до реконструкции 3,96 млн. дол. США (в том числе амортизация 1,57 млн. дол., эксплуатационные издержки 2,39 млн. дол.);

после реконструкции 5,07 млн. дол. США (в том числе амортизация 2,4 млн. дол., эксплуатационные издержки 2,64 млн. дол.).

Ежегодные издержки после реконструкции определены, исходя из балансовой стоимости основных фондов после реконструкции и в соответствии

Таблица 16.22

Капиталовложения в реконструкцию ГЭС						
Год	1994	1995	1996	1997	1998	Всего
Капиталовложения в реконструкцию, млн. дол.	6,5	13,95	26,00	16,25	3,25	65,0

Таблица 16.23

**Балансовая стоимость основных фондов ГЭС после проведения реконструкции,
млн. дол.США**

Состав основных фондов	Балансовая стоимость основных фондов до реконструкции	Стоимость де-монтируемых основных фондов	Капиталовложения в реконструкцию	Балансовая стоимость основных фондов после реконструкции
Здания, сооружения	106,5	21,3	20	105,2
Оборудование:				
гидросиловое	12,3	12,3	35	35
гидромеханическое	1,5	1,5	4	4
электротехническое	2,7	2,7	6	6
Итого	123,0	37,8	65	150,2

Таблица 16.24

Ежегодные издержки по ГЭС после проведения реконструкции

Состав основных фондов	Балансовая стоимость основных фондов после реконструкции	Амортизационные отчисления		Отчисления на капитальный ремонт	
		%	млн. дол.США	%	млн. дол.США
Здания, сооружения	105,2	1,00	1,052	0,09	0,97
Оборудование:					
гидросиловое	35,0	3,24	1,134	0,9	0,03
гидромеханическое	4,0	1,12	0,045	1,2	0,05
электротехническое	6,0	3,30	0,198	2,5	0,15
Итого	150,2		2,429		1,20

вии с «Нормами амортизационных отчислений», М.: 1991 г. Балансовая стоимость основных фондов и ежегодные издержки после реконструкции приведены в табл. 16.23 и 16.24.

Ежегодные издержки, учитываемые в расчете эффективности капиталовложений в реконструкцию, составят 1,11 млн. дол.

Суммарные ежегодные издержки по ГЭС после реконструкции определены, исходя из результатов расчетов (см. табл. 16.22), численности эксплуатационного персонала на ГЭС, чел, среднечасовой ставки оплаты труда 1,5 дол. в час.

Финансово-экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию ГЭС

Исходные положения. При проведении финансово-экономического обоснования учитывались следующие факторы:

капиталовложения и ежегодные издержки, а также тарифы на электроэнергию в финансово-экономических расчетах приведены в дол. США с учетом прогнозируемой инфляции доллара 3 % в год;

реализацию электроэнергии ГЭС потребителям осуществляет АО ГЭС на шинах ГЭС по двухставочному тарифу, включающему плату за контрактируемую мощность, составившую в 1996 г. 4070 цента/кВт и плату за отпускаемую электроэнергию в размере 1,5 цента/кВт·ч. В анализе чувствительности рассмотрены варианты изменения тарифов в большую и меньшую стороны;

финансирование строительства ГЭС ведется за счет средств АО по строительству и эксплуатации ГЭС с привлечением заемного капитала. Доля акционерного капитала в суммарных капиталовложениях в реконструкцию составляет 75, заемного — 25 %;

условия кредитования:

срок выплаты кредита 10 лет,

банковская процентная ставка 8 % в основном расчетном варианте.

В расчетах финансово-экономической эффективности инвестиций учтены налоги, действующие в настоящее время в России: налог на прибыль с предприятий и организаций и налог на добавленную стоимость.

Налог на добавленную стоимость и спецналог учтены в стоимости оборудования и стоимости строительно-монтажных работ по действующему нормативу.

Доходы и расходы, а также все возникающие финансовые потоки подсчитываются за 30 лет.

Учитывая недостаточную стабильность экономической ситуации в стране, проведен анализ чувствительности и факторов риска, влияющих на результаты финансово-экономических расчетов. Проанализировано влияние следующих факторов:

изменение сметной стоимости реконструкции ГЭС;

различные величины тарифов на электроэнергию;

введение льготного налогообложения;

изменение банковской процентной ставки.

Экономическая эффективность инвестиций в реконструкцию ГЭС

Результаты расчетов по определению экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС. Основные исходные данные по основному расчетному варианту, принятые в расчете экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС, приведены в табл. 16.25.

Результаты расчетов по определению экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС приведены в табл. 16.26.

Результаты расчетов показывают, что:

ВНР объекта больше норматива дисконтирования;

дисконтированный доход за рассматриваемый период положителен;

срок возврата капитала меньше расчетного периода.

Таблица 16.25

Основные исходные данные, принятые в расчете экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС (основной расчетный вариант)

Показатель	Значение
Сметная стоимость реконструкции, млн. дол. США	65,0
Тариф на электроэнергию на шинах ГЭС, цент/кВт	4070,0
цент/кВт · ч	1,5
Налог на прибыль, %	35,0
Инфляция	1,03

Таблица 16.26

Результаты расчетов по определению экономической эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС (основной расчетный вариант)

Критерий	Значение
Внутренняя норма рентабельности объекта, %	13,4
Чистая современная текущая стоимость по объекту, млн. дол.США	17,0
Срок возврата капитала, лет	10,7

Следовательно, можно сделать вывод об экономической целесообразности рассматриваемой реконструкции объекта.

Вопросы для повторения

1. Что является условием сопоставимости вариантов при определении сравнительной экономической эффективности ГЭС?
2. Как определяются издержки по эксплуатации ГЭС?
3. Как учитывается доля балансовой стоимости основных фондов в расчете амортизационных отчислений и издержек на капитальный ремонт ГЭС?
4. Как определяются энергетические показатели сопоставимых вариантов?
5. Как определяется топливный эффект ГЭС?
6. Какие интегральные критерии рассмотрены в предложенном расчете определения абсолютной экономической эффективности ГЭС?
7. Чем достигается и характеризуется энергетический эффект от реконструкции ГЭС?
8. Чем отличаются финансово-экономические расчеты по реконструкции ГЭС от расчетов по строительству новой ГЭС?

Глава 17

УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

17.1. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ГЭС

На ГЭС имеет место как управление отдельными ГЭС, так и объединениями ГЭС, расположенными на одной реке (канале) или просто в каком-либо административном, или хозяйственном районе; такие объединения называются каскадными. В зависимости от мощности ГЭС и каскадов ГЭС по структуре управления принято рассматривать шесть групп ГЭС и столько же каскадов ГЭС (табл. 17.1).

В первых четырех группах применяется, в основном, цеховая организационная структура управления.

На ГЭС и каскадах ГЭС 1-й и 2-й групп предусматриваются, как правило, электрический, турбинный, гидротехнический цеха; на ГЭС и каскадах ГЭС 3-й и 4-й групп — электротурбинный и гидротехнический. На ГЭС и каскадах ГЭС малой мощности применяются бесцеховые структуры управления с организацией соответствующих участков; на ГЭС и каскадах ГЭС мощностью до 25 МВт предусматривали только оперативно-ремонтный персонал. На рис. 17.1 показаны организационные структуры управления ГЭС; на рис. 17.2 — организационные структуры управления каскадами ГЭС.

При организации каскада ГЭС одна из станций каскада, как правило, наибольшая по мощности, выбирается базовой, на которой размещаются управление каскадом, его отделы и службы, цеха, основные центральные склады, мастерские.

При цеховой структуре управления каждый цех обслуживает оборудование и сооружения всех ГЭС, входящих в каскад, а персонал находится или

Таблица 17.1

Группы гидроэлектростанций в зависимости от мощности

№ группы	Мощность ГЭС (каскада ГЭС), МВт
1	3000 и выше
2	1000—3000
3	350—1000
4	100—350
5	25—100
6	менее 25

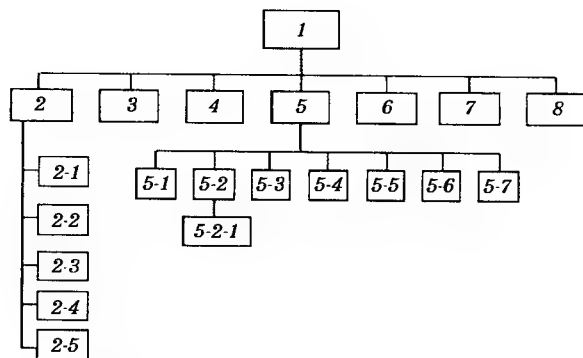


Рис. 17.1 а. Организационная структура управления ГЭС (I и II группы)

1 — директор ГЭС; 2 — зам. директора по административно-хозяйственной деятельности; 3 — зам. директора по капитальному строительству; 4 — отдел кадров; 5 — главный инженер; 6 — бухгалтерия; 7 — плановый отдел; 8 — отдел гражданской обороны; 2-1 — транспортный участок; 2-2 — отдел материально-технического обеспечения; 2-3 — административно-хозяйственный отдел; 2-4 — жилищно-коммунальный отдел; 2-5 — охрана ГЭС; 5-1 — зам. гл. инженера по оперативной работе; 5-2 — начальник электроцеха; 5-3 — начальник турбинного цеха; 5-4 — начальник гидроцеха; 5-5 — производственно-технический отдел; 5-6 — служба связи; 5-7 — инженер по эксплуатации и технике безопасности; 5-2-1 — электротехническая лаборатория



Рис. 17.1 б. Организационная структура управления ГЭС (III и IV группы)

1 — отдел материально-технического снабжения (ОМТС); 2 — производственно-технический отдел (ПТО); 3 — бухгалтерия; 4 — гидротехнический цех; 5 — электромашинный цех

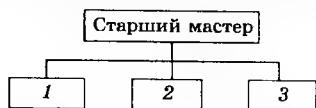


Рис. 17.1 в. Организационная структура управления ГЭС (V группа)

1 — участок электромашинного оборудования; 2 — участок гидротехнических сооружений; 3 — группа оперативного персонала

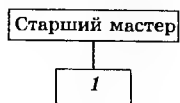


Рис. 17.1 г. Организационная структура управления ГЭС (VI группа)

1 — оперативно-ремонтная группа

на базовой ГЭС, или сосредоточен по станциям каскада. В тех случаях, когда ГЭС каскада расположены на значительном расстоянии друг от друга и соответственно от базовой, необходимо назначать ответственных за рабо-

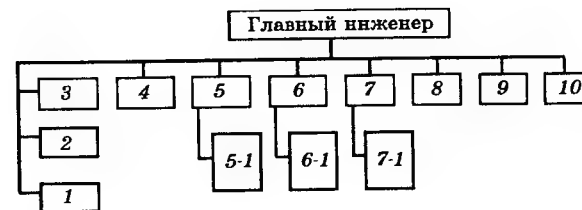


Рис. 17.2 а. Организационная структура управления каскадом ГЭС (общий случай)

1 — начальник электроцеха каскада; 2 — начальник турбинного цеха каскада; 3 — начальник гидроцеха каскада; 4 — начальник ПТО; 5 — начальник ГЭС-1; 6 — начальник ГЭС-2; 7 — начальник ГЭС-3; 8 — служба связи; 9 — местная служба релейной защиты и автоматики (МСРЗА); 10 — инженер-инспектор по эксплуатации и технике безопасности; 5-1, 6-1, 7-1 — производственный персонал, соответственно, ГЭС-1, 2, 3

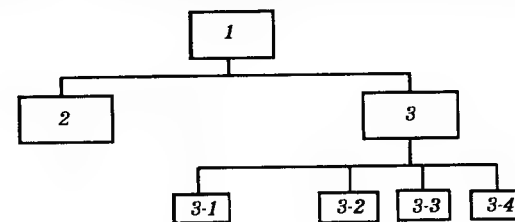


Рис. 17.2 б. Организационная структура управления каскадом ГЭС (Вариант 1)

1 — директор каскада ГЭС; 2 — административные подразделения каскада; 3 — главный инженер (зам. главного инженера); 3-1 — производственные подразделения каскада; 3-2, 3-3, 3-4 — оперативный персонал, соответственно, ГЭС-1, 2, 3

ту ГЭС, входящей в каскад, в целом — начальника ГЭС (см. рис. 17.2 а). Однако появляется двойственность ответственности: с одной стороны за работу ГЭС отвечает начальник ГЭС, с другой — начальники цехов каскада. Результатом такой организации управления может быть снижение его качества, поскольку каждый руководитель не ощущает всю полноту ответственности за порученный участок работы. Персонал, работающий на каждой из ГЭС каскада, также находится в двойном подчинении: начальнику соответствующего цеха каскада и начальнику ГЭС. Результат двойного подчинения персонала — снижение дисциплины труда, производительности, ответственности за порученное дело.

Чтобы избежать возникновения подобных ситуаций, при организации управления каскадом могут быть рассмотрены следующие варианты централизации функций управления каскадом в зависимости от его состава, мощности, числа агрегатов и взаиморасположения ГЭС каскада относительно друг друга.

Вариант 1. Станции каскада, независимо от их мощности и состава оборудования расположены в непосредственной близости друг от друга (3—15 км). В этом случае целесообразна централизация всех функций

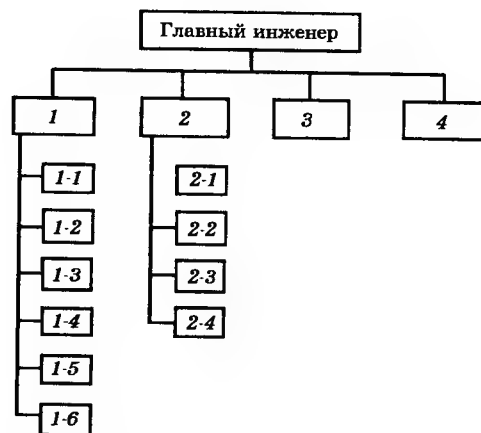


Рис. 17.2 в. Организационная структура управления каскадами (Вариант 2)
 1 — служба эксплуатации; 2 — служба ремонтов; 3 — ПТО; 4 — инженер-инспектор по эксплуатации и технике безопасности; 1-1, 1-2, 1-3 — начальник, соответственно, ГЭС-1, 2, 3; 1-4 — МСРЗАИ; 1-5 — служба связи; 1-6 — маслохимическая лаборатория; 2-1 — электроцех; 2-2 — турбинный цех; 2-3 — гидротехнический цех; 2-4 — общекаскадные мастерские

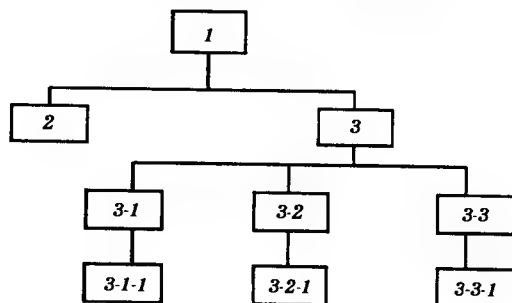


Рис. 17.2 г. Организационная структура управления каскадами ГЭС (Вариант 3)
 1 — директор каскада; 2 — административные подразделения каскада; 3 — главный инженер; 3-1, 3-2, 3-3 — начальник, соответственно, ГЭС-1, 2, 3; 3-1-1, 3-2-1, 3-3-1 — производственные подразделения, включая оперативный персонал, соответственно, ГЭС-1, 2, 3

управления и эксплуатационно-ремонтного обслуживания (за исключением оперативного — на каждой ГЭС работает закрепленный за ней оперативный персонал); организация соответствующих цехов (или участков), обслуживающих все станции каскада; должность начальника ГЭС на станциях, входящих в каскад, не предусматривается (см. рис. 17.2 б).

Вариант 2. Различные по мощности станции с небольшим числом агрегатов расположены на значительном расстоянии друг от друга. В этом слу-

чае целесообразна организация функциональной структуры управления с образованием службы эксплуатации и службы ремонтов.

Функции службы эксплуатации. На каждой ГЭС предусматривается персонал, возглавляемый начальником ГЭС, выполняющий эксплуатационное обслуживание, включая текущие ремонты оборудования и сооружений. Начальники ГЭС подчинены начальнику службы эксплуатации. В составе службы имеются подразделения, ведущие централизованное эксплуатационное обслуживание оборудования и сооружений, — служба связи, маслохимлаборатория и т.д.

Функции службы ремонтов. Служба ремонтов проводит капитальные ремонты оборудования и гидротехнических сооружений станций каскада, для чего в ее состав включены соответствующие мастерские и ремонтный персонал, ведущий централизованное ремонтное обслуживание на всех ГЭС каскада (см. рис. 17.2 в).

Вариант 3. При объединении в каскад больших по мощности ГЭС целесообразна централизация только управленческих функций (руководство каскадом, бухгалтерия, снабжение и т.п.). На каждой ГЭС организуются цеха, проводящие полное эксплуатационное и ремонтное обслуживание; при проведении крупных ремонтных работ, например при капитальных ремонтах агрегатов, часть рабочих соответствующего цеха с одной или нескольких ГЭС передается на ту станцию, где это необходимо (см. рис. 17.2 г).

Таким образом, рациональная структура управления в каждом случае принимается, исходя из конкретных условий образования каскада.

При большом числе ГЭС, входящих в каскад, используется предварительное укрупнение станций, наиболее близко расположенных друг к другу, возглавляемых начальником группы ГЭС. Каждая группа самостоятельно ведет эксплуатационное обслуживание, включая текущие ремонты оборудования и сооружений.

17.2. УПРАВЛЕНИЕ ОСНОВНЫМИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯМИ ГЭС

Основными производственными подразделениями крупной ГЭС (каскада ГЭС) считаются цеха. Ниже рассмотрено управление электрическим, турбинным (машинным) и гидротехническим цехами ГЭС большой мощности (более 1 млн. кВт).

Управление электрическим цехом

Функции электрического цеха. Электрический цех ГЭС вырабатывает электроэнергию, трансформирует и выдает ее в линии электропередачи энергосистемы, снабжает электроэнергией собственные нужды.

В функции электроцеха входят:

оперативное обслуживание всего основного и вспомогательного оборудования ГЭС;

эксплуатация систем возбуждения, устройств релейной защиты и электроавтоматики, технологической автоматики, электроизмерительных приборов и вторичных цепей релейной защиты, автоматики и измерений (РЗАИ), испытания электрооборудования;

эксплуатация средств диспетчерского и технологического управления.

Организационно-производственная структура управления электрическим цехом

В состав электрического цеха (рис. 17.3 а) входят:

участок по эксплуатации оборудования;

участки по ремонту основного и вспомогательного электротехнического оборудования;

служба релейной защиты, автоматики и измерений (МС РЗАИ);

участок средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ);

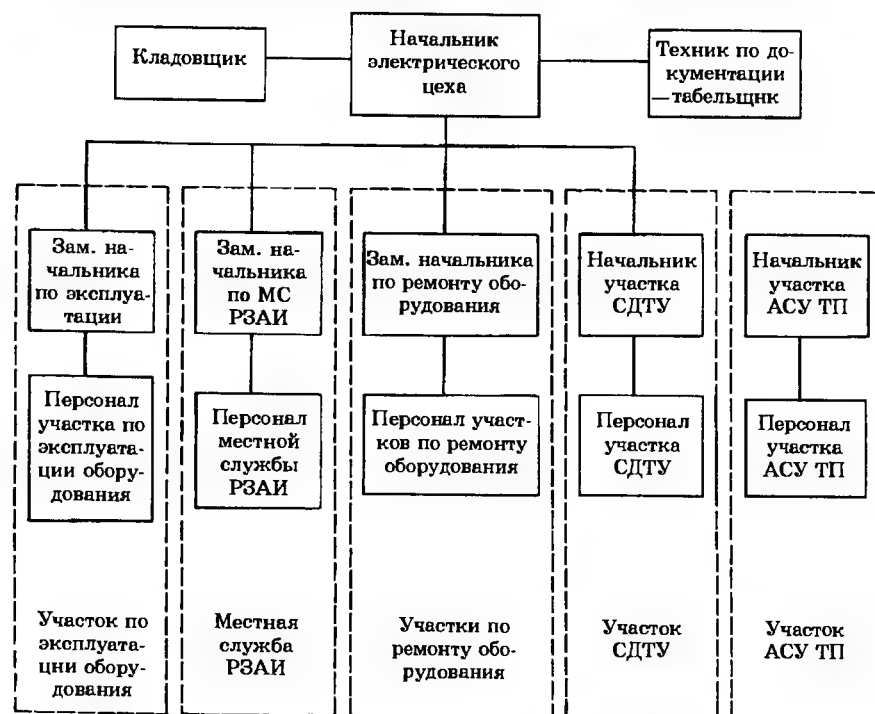


Рис. 17.3 а. Организационно-производственная структура управления электрическим цехом

участок автоматических систем управления технологическими процессами (АСУ ТП); создается при наличии на ГЭС АСУ ТП.

Основные виды работ, выполненные персоналом участка по эксплуатации оборудования:

периодический контроль за состоянием и режимом работы оборудования, закрепленного за цехом (обходы и осмотры);

устранение небольших дефектов оборудования, не требующих его вывода из работы.

Персонал местной службы (МС) РЗАИ осуществляет эксплуатацию и ремонт систем возбуждения, устройств релейной защиты, электрической и технологической автоматики, электроизмерительных приборов, датчиков и вторичных приборов гидравлических измерений, вторичных цепей РЗАИ, испытания электрооборудования.

Основные виды работ, выполненные персоналом МС РЗАИ:

разработка графиков эксплуатационных проверок систем возбуждения, устройств РЗАИ, вторичных цепей и их выполнение;

проведение внеочередных проверок устройств РЗАИ при их отказе или неправильном действии;

проверка и ремонт датчиков преобразователей телеизмерений, сумматоров, цепей телесигнализации и телеизмерений;

приемка вновь вводимых систем возбуждения устройств РЗАИ и вторичных цепей от монтажных и наладочных организаций;

проведение пусконаладочных работ;

реконструкция и модернизация действующих устройств РЗАИ;

устранение неисправностей систем возбуждения, устройств РЗАИ и вторичных цепей;

проведение профилактических испытаний электрооборудования;

разработка календарных графиков ведомственных и государственных проверок электроизмерительных приборов; приборов давления и температуры, проведение их проверок;

расчет и выбор уставок и параметров настройки режимов работы оборудования;

ведение эксплуатационной технической документации по системам возбуждения, устройств РЗАИ, анализ их действия при авариях и нарушениях нормального режима работы, обобщение опыта эксплуатации этих устройств;

составление инструкций по эксплуатации систем возбуждения, устройств РЗАИ и вторичным цепям для оперативного персонала ГЭС и просмотр их в установленные сроки;

проведение технической учебы, инструктажей персонала по эксплуатации систем возбуждения, устройств РЗАИ и вторичных цепей.

По местным условиям МС РЗАИ (электролаборатория) может быть подчинена непосредственно главному инженеру ГЭС.

В ведении персонала участка СДТУ находятся:

- устройства местной оперативной, административной и общественной связи;
- устройства телеграфной связи РАО «ЕЭС России»;
- общестанционный радиотрансляционный узел;
- электрочасовая установка;
- пожарная, охранная сигнализация и связь;
- аппаратура дальней автоматической связи и систем связи по воздушным кабельным и радиорелейным линиям связи и линиям электропередачи;
- аппаратура каналов и устройств внутриобъектной телемеханики;
- устройства электропитания СДТУ.

Персонал участка СДТУ осуществляет оперативный контроль за работой СДТУ и их техническое обслуживание, включающее:

- проведение работ по определению и устранению причин отказов и повреждений;

- обеспечение обходными средствами связи при выходе из строя основных каналов и оборудования связи.

Персонал участков по ремонту оборудования выполняет следующие виды работ:

- составление графиков и объемов работ по капитальным и текущим ремонтам электрического оборудования, заявок на материалы и запчасти для ремонта;

- текущие и капитальные ремонты электрического оборудования ГЭС;

- контроль за монтажом и приемку вновь вводимого электрического оборудования от подрядных организаций;

- работы по реконструкции и модернизации электрического оборудования;

- приемка электрического оборудования из капитального ремонта, производимого подрядными организациями;

- операции по сливу, заливкам и доливкам турбинных и изоляционных масел, стабилизации и восстановлению масел;

- ремонт электродвигателей и другого оборудования, используемого при ремонтах в цехах.

Управление машинным (турбинным) цехом

Функции машинного цеха. Машинный цех ГЭС обслуживает оборудование, преобразовывающее гидравлическую энергию в механическую, совместно с гидроцехом регулирует пропуски воды через водосливную плотину и другие водопропускные отверстия, обслуживает механическое оборудование гидромеханических сооружений.

В функции машинного цеха входят эксплуатация и ремонт:

- механической части гидроагрегатов и их вспомогательного оборудования;

- пневматического хозяйства и устройств осушения подводной части здания ГЭС, пожарного и хозяйственно-бытового водоснабжения, канализации на всех объектах и территории ГЭС;

- механического оборудования ГЭС: затворов, сороудерживающих решеток, грузоподъемных и захватных механизмов, напорных трубопроводов и т.д.;

- систем вентиляции, кондиционирования воздуха и отопления в здании электростанции;

- основного и вспомогательного гидроэнергетического и механического оборудования.

Оперативное обслуживание гидроагрегатов, их вспомогательного оборудования и технологического вспомогательного механического оборудования здания ГЭС осуществляется объединенной сменой машинного зала, находящейся, в зависимости от местных условий, в административно-техническом подчинении начальника машинного цеха или электроцеха.

Организационно-производственная структура управления машинным цехом

В состав машинного цеха входят:

- участок по эксплуатации и ремонту гидроагрегатов и вспомогательного оборудования гидротурбин;

- участок по эксплуатации и ремонту гидромеханического оборудования;

- общестанционная механическая мастерская.

Организационно-производственная структура управления машинным цехом приведена на рис. 17.3 б.

По местным условиям отдельные производственные подразделения могут объединяться.

Основные виды работ, выполняемые персоналом цеха:

- периодический контроль за состоянием и режимом работы оборудования, закрепленного за цехом, путем его обходов и осмотров;

- производство текущих и капитальных ремонтов гидроагрегатов и механического оборудования ГЭС;

- контроль за монтажом и приемку вновь вводимого механического оборудования от подрядных организаций;

- работа по реконструкции и модернизации гидроагрегатов и механического оборудования;

- устранение обнаруженных дефектов в работе гидроагрегатов и механического оборудования;

- составление графиков и объемов работ по капитальным и текущим ремонтам гидроагрегатов и механического оборудования, заявок на запчасти и материалы для ремонта.

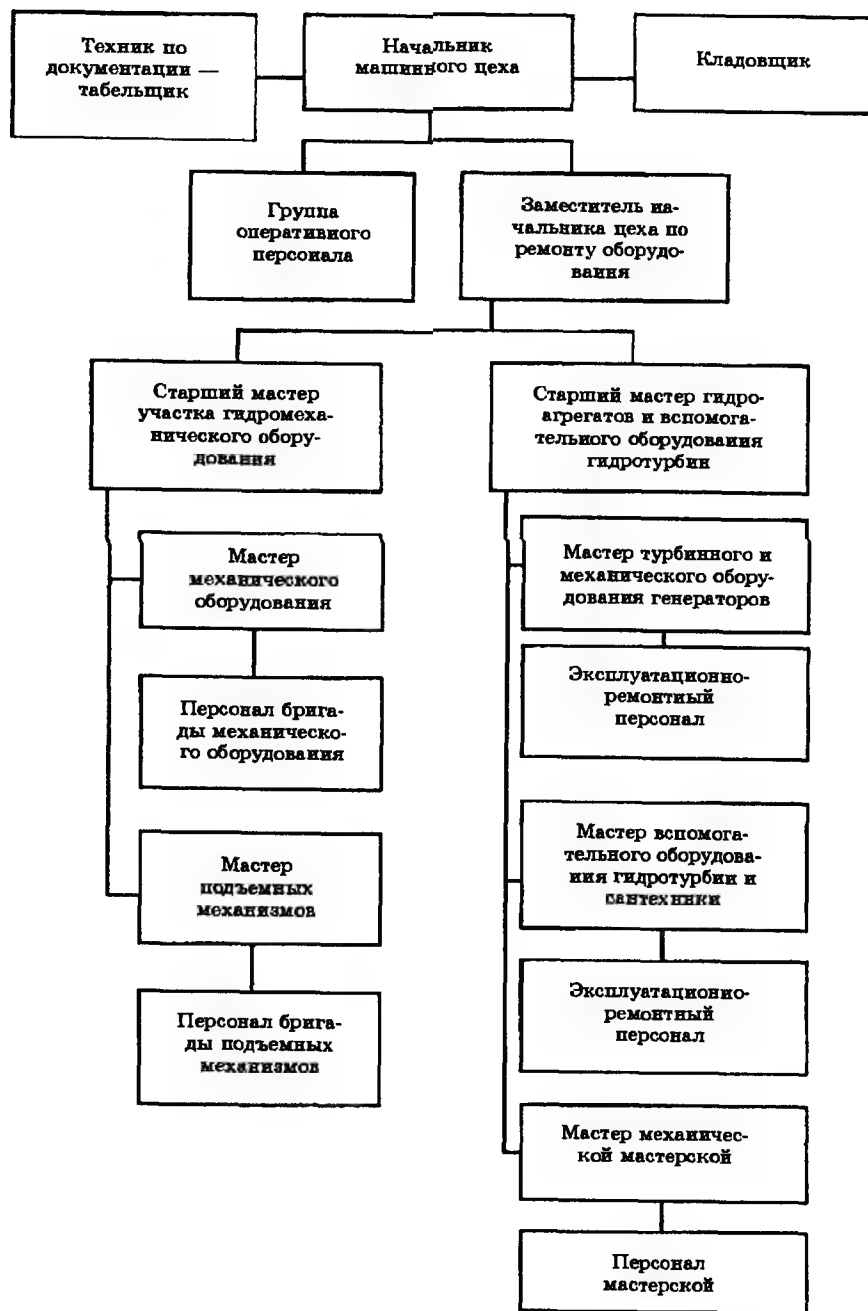


Рис. 17.3 б. Организационно-производственная структура управления машинным цехом

17.3. УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОТЕХНИЧЕСКИМ ЦЕХОМ

Гидротехнический цех осуществляет техническое обслуживание и ремонт гидротехнических сооружений и промышленных зданий, эксплуатацию водохранилища, а также надзор за безопасностью гидротехнических сооружений.

Функции и основные виды работ гидротехнического цеха:

- эксплуатация всех видов гидротехнических сооружений, включая береговые укрепления, и промышленных зданий;
- надзор за безопасностью гидротехнических сооружений;
- наблюдение за состоянием водохранилища и его ложем;
- пропуск ледохода и паводка;
- наблюдение за образованием шуги в водохранилище и ее пропуск;
- наблюдение за установлением ледостава в верхнем и нижнем бьефах;
- контроль за сработкой водохранилища и его накоплением;
- пропуск лесосплава через сооружения ГЭС;
- очистка водохранилища от мусора;
- эксплуатация очистных сооружений;
- эксплуатация плавучих средств;
- ремонт всех видов гидротехнических сооружений и промышленных зданий;
- эксплуатация и ремонт дорог, закрепленных за ГЭС;
- уход за зелеными насаждениями на территории ГЭС.

Организационно-производственная структура управления гидротехническим цехом

В состав гидротехнического цеха входят участки:

- эксплуатации и ремонту гидротехнических сооружений; при этом в зависимости от состава гидротехнических сооружений таких участков может быть два — по железобетонным и земляным сооружениям;
- эксплуатации и ремонту промышленных зданий;
- эксплуатации водохранилища, в ведении которого находятся и плавучие средства;
- эксплуатации и ремонту дорог;
- наблюдения за составлением гидротехнических сооружений;
- ухода за зелеными насаждениями на территории ГЭС;
- мастерские по изготовлению и ремонту изделий из дерева и приготовлению красок.

Организационно-производственная структура управления гидротехническим цехом приведена на рис. 17.3 в.

По местным условиям отдельные подразделения могут объединяться.

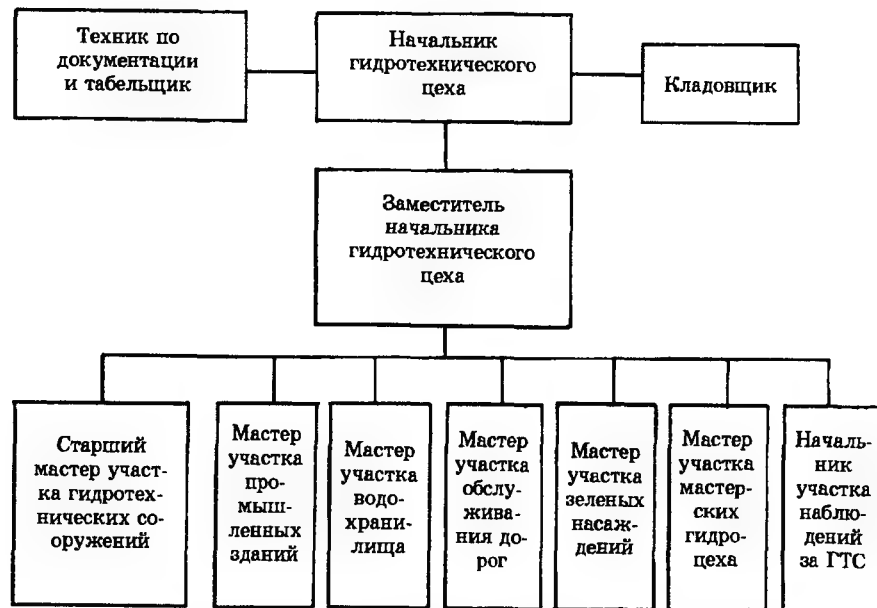


Рис. 17.3 а. Организационно-производственная структура управления гидротехническим цехом

17.4. ШТАТЫ ГЭС И КАСКАДОВ ГЭС

Персонал, обслуживающий ГЭС (каскад ГЭС) и входящие в состав ГЭС предприятия, объекты и гражданские сооружения и объекты, числящиеся на балансе ГЭС (каскада ГЭС), подразделяются на промышленно-производственный и непромышленный. К промышленно-производственному персоналу ГЭС и каскадов ГЭС относится эксплуатационный и ремонтный персонал цехов и участков, персонал управления, привлеченный персонал для проведения ремонтов оборудования, внешних тепловых и электрических сетей, районных котельных; входящих в состав ГЭС на правах структурных подразделений, участков автоматизированных систем управления технологическими процессами, автотранспорта и персонал, занятый капитальным строительством и комплектацией оборудования; группы дальней связи участков средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ), очистных сооружений и персонал, необходимый для борьбы с торфяными плавучими островами; ведомственной военизированной (сторожевой) и пожарной охраны.

К непромышленному относят персонал жилищно-коммунального хозяйства, детских учреждений, персонал, занятый капитальным ремонтом гидротехнических сооружений и т.п. Общая численность персонала составляет штаты предприятия, а перечень должностей и профессий (рабочих мест)

с указанием по ним количества работников и месячной заработной платы (окладов) называется штатным расписанием.

Поскольку численность непромышленного персонала предприятия в основном зависит от наличия на балансе ГЭС (каскада ГЭС) жилого поселка, которая иногда может по величине превосходить численность промышленно-производственного персонала (например, на Братской ГЭС численность персонала, обслуживающего поселок ГЭС, почти в два раза превышает численность промышленно-производственного персонала), ее, как правило, рассматривают отдельно от численности персонала, занятой обслуживанием ГЭС, и устанавливают в зависимости от объема работ, который необходимо выполнить на объектах, относящихся к этой категории в конкретный период времени (месяц, квартал, год).

Численность промышленно-производственного персонала, приходящаяся на единицу установленной мощности предприятия, называется удельной численностью персонала или штатным коэффициентом, измеряемого количеством человек на 1 МВт установленной мощности.

Факторы, обуславливающие численность персонала ГЭС (каскада ГЭС), весьма разнообразны.

Наиболее характерными признаками, определяющими объем работы, а следовательно, и численность промышленно-производственного персонала ГЭС являются установленная мощность и число установленных на ГЭС агрегатов. Наряду с этим на численность персонала ГЭС и каскадов ГЭС оказывают влияние следующие факторы:

- тип турбин (поворотные-лопастные, радиально-осевые, ковшовые);
- расположение основного грузоподъемного крана для ремонта агрегатов вне машинного зала;
- расположение машинного зала ниже уровня поверхности земли;
- длина машинного зала;
- совмещение здания ГЭС и водопропускных отверстий плотины;
- подземные транспортные туннели в составе гидроузла при обслуживании дорог в горных или сейсмических районах, при наличии в составе сооружений ГЭС рыбоподъемников с установкой дополнительного агрегата, непосредственном охлаждении ротора и статора генератора водой и вызванным этим обстоятельством соответствующего оборудования химводоочистки;
- диаметр рабочего колеса турбины;
- затворы дискового или шарового типа на высоконапорных ГЭС;
- применение при строительстве ГЭС большой доли сборного железобетона, что вызывает дополнительные трудозатраты при эксплуатации ГЭС;
- разделение двух машинных залов плотиной;
- длина напорного фронта гидротехнических сооружений;
- число единиц контрольно-измерительной аппаратуры на гидротехнических сооружениях;

удаление подстанции от здания ГЭС на значительное расстояние;
количество ВЛ;

подстанций, мощность которых превышает мощность ГЭС:

для каскадов — мощность ГЭС, входящих в каскад, — удаленность ГЭС, входящих в каскад от базовой (где находится управление каскадом) ГЭС;
для всех ГЭС — район расположения ГЭС: расположенные в районах крайнего Севера и приравненных к ним, требуют для своего обслуживания (при прочих равных условиях) большей численности персонала (для персонала, работающего в этих условиях, устанавливается сокращенный рабочий день, более продолжительный отпуск).

Наиболее характерные признаки — установленная мощность и число установленных агрегатов — изменяются от 1 (и менее) до 6400 МВт и от 1 до 24 агрегатов, установленных на одной ГЭС; соответственно, численность персонала ГЭС от одного до нескольких сотен человек, а удельная численность персонала изменяется от 2—2,5 чел/МВт на ГЭС малой мощности до 0,1 чел/МВт и ниже на очень крупных, таких как Братская, Красноярская, Саяно-Шушенская ГЭС.

В соответствии с признаками, определяющими численность промышленно-производственного персонала, на протяжении длительного времени (до образования АО в 1993 г.) на всей территории бывшего СССР действовали укрупненные нормативы численности персонала ГЭС и каскадов ГЭС, обязательные для исполнения (на их основании Минэнерго СССР выделяло заработную плату каждому из предприятий). После акционирования предприятий обязательный характер нормативов численности промышленно-производственного персонала уже не имеет места. Однако принципы, заложенные в нормативы, сохранены при установлении численности персонала до настоящего времени и, по существу, сегодня находятся в действии нормативы численности персонала, утвержденные Минэнерго СССР на последнюю пятилетку. Нормативы были составлены для следующих групп по мощности ГЭС: свыше 350 от 100 до 350; от 25 до 100; менее 25 МВт.

Ниже приводится фрагмент нормативов (табл. 17.2) численности персонала для ГЭС и каскадов ГЭС в виде таблиц, определяющих численность персонала по двум факторам и поправочные коэффициенты к табличной численности, характеризующие наиболее весомые факторы, влияющие на численность персонала (в действительности, в упомянутых нормативах число поправочных коэффициентов значительно больше).

Значения поправочных коэффициентов к табличной численности персонала:

ГЭС с турбинами радиально-осевого типа и ковшовыми — 0,85;

ГЭС, с агрегатами, расположенными в теле плотины, при расположении основного крана для ремонта агрегатов вне машинного зала — 1,02;

Таблица 17.2

Фрагмент нормативов численности промышленно-производственного персонала для ГЭС мощностью свыше 350 МВт

Единичная мощность агрегата, МВт	Количество агрегатов																		
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
111—120	107	128	147	165	180	195	210	225	240	255	269	282	295	308	321	334	347	360	373
121—135	112	134	154	173	189	205	221	237	252	267	282	297	311	325	339	353	367	380	393
136—150	117	140	161	181	198	215	232	249	265	281	296	311	326	340	354	368	382	396	410
151—170	123	146	168	189	208	227	243	261	279	297	314	330	346	361	376	391	406	420	434
171—190	129	152	175	187	217	236	255	274	293	312	330	347	364	381	397	413	428	—	—
191—215	135	159	183	206	229	248	268	287	308	329	349	368	387	404	420	436	451	—	—
216—240	141	166	191	216	241	264	282	302	324	344	364	384	404	423	442	457	472	—	—
241—265	147	174	201	226	251	276	296	316	340	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
266—290	154	183	211	236	261	286	308	333	356	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
291—320	161	191	221	247	272	297	322	347	372	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
321—350	168	200	231	257	283	308	334	359	384	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
351—400	175	209	241	269	297	324	351	377	398	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
401—450	182	218	252	282	312	340	368	394	418	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
451—500	190	229	263	295	326	356	384	411	438	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
501—550	198	240	274	307	339	370	400	428	455	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
551—600	207	251	286	320	352	384	416	443	471	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
601 и выше	216	262	298	333	365	398	431	457	487	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

диаметр рабочих колес турбин поворотно-лопастного типа более 9 м и радиально-осевого типа более 5 м — 1,02;

расположение машинного зала ниже уровня поверхности земли на 47 м — 1,08;

длина здания ГЭС более 1000 м — 1,05;

сооружение ГЭС, выполненных на 30 % и более в сборном железобетоне — 1,05;

обслуживание дорог в горных или сейсмически неблагоприятных районах на каждые полные 5 км дорог — 1,03;

непосредственное охлаждение статора и ротора генератора водой — 1,02.

При объединении ГЭС в каскады:

численность персонала каждой из ГЭС, входящей в состав, кроме базовой, снижается на 30 % (вводится коэффициент 0,7);

при удалении ГЭС на расстоянии более 50 км от базовой, вводится повышающий коэффициент 1,05; на расстояние более 150 км — 1,1.

Для ГЭС, расположенных в районах Крайнего Севера и в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, численность персонала повышается соответственно на 6,7 и 4,5 % против определений с учетом всех поправочных коэффициентов.

Нормативами устанавливается численность промышленно-производственного персонала с учетом среднегодовой численности привлеченного персонала в целом по ГЭС. Распределение численности работников по отделам и производственным подразделениям (цехам и участкам) осуществляет директор ГЭС.

При определении ориентировочной численности персонала ГЭС могут быть использованы показатели удельной табличной численности персонала, чел/МВт, и приведенные поправочные коэффициенты. Осредненные значения удельной табличной численности персонала для ГЭС с турбинами поворотно-лопастного типа даны в табл. 17.3.

Для ГЭС с турбинами радиально-осевого типа, пропеллерными и ковшовыми удельная численность персонала ниже значений, приведенных в табл. 17.3 на 15 %.

Таблица 17.3

Осредненные значения удельной численности персонала

Мощность ГЭС, МВт	Пределы значений удельной численности персонала
3000—6400	0,13—0,09
1000—3000	0,25—0,13
350—1000	0,38—0,25
100—350	0,63—0,38
25—100	0,75—0,63
1—25	2—0,75

17.5. ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

При оперативном обслуживании (посменном дежурстве персонала) ГЭС применяется бригадная форма организации труда. В состав бригады (вахты) могут входить:

начальник смены ГЭС;

начальник смены машинного зала;

электромонтер щита управления;

машинисты гидроагрегатов;

дежурный инженер подстанции (рис. 17.4).

В зависимости от мощности ГЭС и состава оборудования, численный состав вахты может насчитывать от 1 до 9 человек.

Дежурным персоналом, а также всем режимом работы электростанции и оперативными действиями дежурного персонала своей вахты руководит начальник смены (дежурный инженер). В административно-техническом отношении он подчинен главному инженеру станции и свою работу выполняет в соответствии с его указаниями. В то же время, начальник смены оперативно подчинен дежурному диспетчеру энергосистемы, который по режиму станции, ее нагрузке, схеме соединений, отдает распоряжения помимо главного инженера. В аналогичном подчинении находится весь оперативный персонал — в оперативном отношении он подчинен начальнику смены станции, а в административно-техническом — своему начальнику цеха. Двойное подчинение дежурного персонала на всех энергетических предприятиях одна из характерных особенностей. Это обусловлено основной задачей электростанции — обеспечению крупосуточного бесперебойного электроснабжения потребителей.

Обязанности оперативного персонала определены должностными инструкциями и положениями, а объемы выполняемых работ — главной схемой коммутации ГЭС, количеством и состоянием оборудования, объемом



Рис. 17.4. Организационная структура оперативного обслуживания ГЭС средней мощности

ремонтных работ, оперативной подчиненностью и степенью автоматизации ГЭС, значимостью ГЭС в энергосистеме и другими факторами.

Кроме того, обязанности оперативного персонала для всех ГЭС, независимо от мощности и количества агрегатов, примерно одинаковы и четко установлены для каждого работника, исходя из основной задачи — бесперебойной выдачи электроэнергии заданного качества.

График дежурств

Дежурство происходит в три смены, каждая по 8 часов:

1 смена с 0 до 8 (ночная);

2 смена с 8 до 16 (дневная);

3 смена с 16 до 24 (вечерняя).

Обеденный перерыв в вахте поочередный — рабочие места не оставляют. Каждая из вахт дежурит поочередно в ночную, дневную и вечернюю смены с двумя выходными в неделю. График дежурств обеспечивается четырьмя неизменными по составу вахтами; на период отпусков и других выходов на работу предусматривается 5 (резервная) вахта, занятая половиной рабочего времени оперативной работой, а другую половину — административной работой (составлением графиков, режимов работы, инструкций и положений и т.п.).

График дежурства оперативного персонала

№ вахт	День недели													
	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	
1	В	2	2	3	3	В	1	1	В	2	2	3	3	
2	1	1	В	2	2	3	3	В	1	1	В	2	2	
3	2	3	3	В	1	1	В	2	2	3	3	В	1	
4	3	В	1	1	В	2	2	3	3	В	1	1	В	

1—3 — номер смен; В — выходной.

На ГЭС небольшой мощности (менее 100 МВт) возможна организация дежурства «на дому». В этом случае организуются три вахты по 1 человеку в каждой. Продолжительность дежурства 24 часа. График дежурств приведен ниже:

№ вахт	День недели													
	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5	6	
1	Д	В	В	Д	В	В	Д	В	В	Д	В	В	Д	
2	В	Д	В	В	Д	В	В	Д	В	В	Д	В	В	
3	В	В	Д	В	В	Д	В	В	Д	В	В	Д	В	

Д — дежурство; В — выходной.

Во время дежурства «на дому» дежурный может находиться на ГЭС или дома и заниматься любым делом по своему усмотрению. Однако при появлении неисправности (аварии) с оборудованием должен незамедлительно прибыть на ГЭС для ликвидации неисправности или принятия других соответствующих мер. С этой целью дома у дежурного устанавливается аварийная и предупредительная сигнализация (звуковая и световая).

Как правило, дежурный персонал, работающий в режиме «дежурство на дому», дневную смену проводит на ГЭС с перерывом на обед, а также приходит на ГЭС в часы прохождения максимума нагрузки энергосистемы, а остальное время проводит дома.

На период отпуска одного из дежурных осуществляется его замена подготовленным сотрудником ГЭС.

Вопросы для повторения

1. Назовите факторы, определяющие организационную структуру управления ГЭС.
2. Расскажите о вариантах организационных структур управления каскадами ГЭС.
3. Расскажите о структурах управления цехами ГЭС.
4. Перечислите основные факторы, определяющие численность персонала ГЭС и каскадов ГЭС.
5. Как организовано оперативное обслуживание ГЭС?

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Глава 18

КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКУ

18.1. СМЕТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА

Для создания новых, а также расширения и реконструкции существующих основных фондов необходимо затрачивать материальные, денежные и трудовые ресурсы. Совокупность таких затрат называется капитальными вложениями, представляющими собой сумму двух составляющих: стоимости капитального строительства и капитальных приобретений, т.е. оборудования.

Капитальному строительству предшествуют необходимые изыскания и проектные работы. Проектно-изыскательские работы бывают двух видов: перспективные и конкретные. К перспективным относятся:

техничко-экономические доклады (ТЭД) по развитию энергетики РФ в целом, по решению отдельных принципиальных вопросов развития отрасли на перспективу 15—20 лет;

схемы развития единых и объединенных энергосистем на планируемый период с учетом дальнейшей перспективы на 5—10 лет.

Содержанием схем развития распределительных сетей (свыше 35 кВ) считается: выбор конфигурации, определение основных параметров линий и подстанций, рекомендации очередности строительства, капитальных вложений и др.

Схема развития распределительных сетей служит документом для резервирования площадок и трассы строительства, а также исходным материалом для конкретного проектирования.

Конкретное проектирование начинается когда практически решен вопрос о строительстве данного объекта. Конкретные проекты электрических сетей в зависимости от сложности бывают двухстадийными или одностадийными. В первом случае сначала на базе схемы развития разрабатывается технический проект, а после его утверждения — рабочие чертежи. Во втором выполняется только один технорабочий проект.

Цель *технического проекта* — выявление основных проектных решений (например, схемы ЛЭП, режимы работы, уровни напряжения, вопросы устойчивости и т.д.), обеспечивающих наиболее эффективное использование материальных, денежных и трудовых ресурсов как в строительстве, так и в последующей эксплуатации объекта. Технический проект содержит технические расчеты и чертежи, проект организации строительства и смету.

На основе утвержденного технического проекта разрабатываются *рабочие чертежи*. При этом запрещаются отклонения от технического проекта, ухудшающие надежность работы энергетических объектов.

Одностадийный (технорабочий) проект, выполняемый проектными организациями, например для электрических линий, состоит из трех разделов (томов):

- материалы изысканий;
- пояснительные записки и сметы;
- рабочие чертежи.

Электропередачи менее 500 кВ обычно проектируются в одну стадию. При сложных условиях трассы, сложных конструктивных решениях электросетевые объекты проектируются в две стадии. Объекты с освоенной технологией, с серийным технологическим оборудованием выполняются по типовым проектам (например, подстанции).

Применение типовых и повторных проектов, унификация узлов и деталей, сокращение стадий проектирования, внедрение модельно-макетного метода, вычислительной техники и другие мероприятия значительно ускоряют и удешевляют проектные и конструкторские работы, сокращают сроки строительства. В конечном итоге это дает существенный экономический эффект в размере, по экспертным оценкам, до 10—12% стоимости строительства.

Стоимость строительства оценивается его сметой — пределом затрат на сооружение объекта. Смета должна выявлять совокупность трудовых, материальных и денежных затрат, необходимых для выполнения строительства; быть исходным документом для его планирования и основой для финансирования и обеспечения хозяйственного расчета на стройке; служить базовым документом для заключения договоров с подрядными строительномонтажными организациями и предприятиями — поставщиками оборудования. Смета включает общие и частные технико-экономические показатели строительства. Представляет собой документ, необходимый для организации учета, контроля и анализа хозяйственной деятельности строительных и монтажных организаций, а также деятельности организаций-застройщиков. В значительной мере она характеризует технико-экономический уровень проектных решений.

Сметы бывают объектные (для отдельных видов работ и затрат) и сводные. В последних определяется общая стоимость строительства по техническому или технорабочему проекту. Она содержит затраты на строитель-

ные работы, оборудование, монтажные и прочие работы, которые вычисляются в соответствии с данными проекта по составу оборудования и объему работ на основе цен на оборудование, норм и расценок на строительные и монтажные работы, тарифов на перевозку грузов, накладных расходов и плановых накоплений. Смета состоит из 12 глав (как правило, гл. 4 и 11 отсутствуют):

Глава	Содержание
1	Затраты по освоению территории строительства, вырубке просек для линий передач, планировке территории, разбивке центров опор и др.
2	Затраты на объекты основного производственного назначения: строительство линий передач, переходов, установку силовых трансформаторов и синхронных компенсаторов на подстанциях, открытые и закрытые распределительные устройства, защиту, автоматику и телемеханику пр.
3	Отражается сметная стоимость трансформаторных мастерских, пунктов обслуживания электрических линий, компрессорных, складов масла и др.
5	Сгруппированы затраты на дороги и сооружения связи
6	Расходы на строительство водопроводной сети, канализации, аварийных маслоотводов и пр.
7	Перечислены затраты на благоустройство промышленной площадки: наружные и внутренние ограждения, озеленение, освещение, пешеходные дорожки и т.п.
8	Затраты на временные дороги, временное освещение, водопровод, временную связь, временные мастерские, здания и т.п.
9	Прочие работы и затраты: вывозка мусора, удорожание зимних работ, затраты, связанные с премиально-прогрессивной системой оплаты труда, перебазирование механизированных колонн и пр.
10, 12	Затраты на содержание дирекции и проектно-изыскательские работы.

В конце сметы устанавливается резерв на непредвиденные работы и затраты. Если это техническая смета (при двухстадийном проектировании), то предусматривается резерв 10% суммы затрат по 12 главам. В смете к технорабочему проекту при одностадийном проектировании резерв будет меньше и составит 5%.

Объектные сметы и сметы для отдельных видов работ и затрат составляются, исходя из объемов строительных и монтажных работ и расценок, определяющих единичную стоимость этих работ.

Для учета частных особенностей производства, а также местных условий, при которых осуществляются работы, применяются различные коэффициенты и поправки. Кроме того, в объектные сметы включаются начисления, состоящие из накладных расходов, необходимых для организации и управления строительством, и плановых накоплений (прибыли).

Наряду с уточненным определением капиталовложений по сводным сметам для технико-экономического обоснования строительства электрических сетей на стадии перспективного проектирования, когда отсутствуют проектные проработки, требуются приближенные, но достаточно обоснованные методы оценки капиталовложений.

18.2. ПРИБЛИЖЕННЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

Для ориентировочной, но быстрой оценки величины капитальных вложений строительства энергетических объектов пользуются приближенными методами, построенными на основе укрупненных показателей стоимости (УПС) сооружения ЛЭП, подстанций:

$$K_{эс} = K_{лэп} + K_{пст}$$

Стоимость сооружения ЛЭП $K_{лэп}$ определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями:

$$K_{лэп} = [k_n \Sigma(L_i \alpha_i) \alpha_{ив} + K'_{впр} + K_{спп} + K_{св}] \alpha_p + K_{допт} + K_{ремб}$$

где k_n — удельные капитальные затраты на сооружение воздушных линий электропередач, проходящих по равнинной местности; L_i — длина участков трассы, проходящих в разных условиях (горах, районах промышленной застройки, болотах, поймах рек и т.п.); $\alpha_i, \alpha_{ив}$ — поправочные коэффициенты, учитывающие условия прохождения трассы и скоростной напор ветра; α_p — коэффициент, учитывающий район сооружения.

Для участков, проходящих по лесу, следует дополнительно учитывать стоимость вырубки просеки

$$K_{впр} = k_{впр} L_{лес}$$

где $k_{впр}$ — стоимость вырубки 1 км просек; $L_{лес}$ — длина трассы, проходящей по лесу, км.

При необходимости сооружения спецпереходов через судоходные реки и каналы их стоимость $K_{спп}$ учитывается в составе капиталовложений.

Стоимость линий связи

$$K_{св} = k_{св} L_{св}$$

где $k_{св}$ — удельная стоимость строительства 1 км линий связи; $L_{св}$ — длина линий связи.

Стоимость ремонтных баз вычисляется в виде

$$K_{ремб} = k_{ремб} Y_{те}$$

Здесь $k_{\text{рем б}}$ — удельные капиталовложения в ремонтную базу на 1 условно-техническую единицу; $V_{\text{те}}$ — объем работ по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сети, в условных единицах; определяется по составу оборудования и параметрам сети (см. гл.19).

В ориентировочных расчетах стоимость линий связи и ремонтных баз можно принять в размере 5—10%.

Таблица 18.1

Стоимость электрической сети, %					
Объект	Напряжение, кВ	СМР	Оборудование	Прочие	$K_{\text{пер}}$
ЛЭП:					
Воздушные, на опорах	35	87	5	8	1,572
стальных	110—150	88	5	7	1,577
	220	89	5	6	1,582
	330	84	10	6	1,576
	500	82	13	5	1,578
	750	84	11	5	1,580
	1150	70	18	12	1,535
железобетонных	35	86	5	9	1,566
	110—150	85	7	8	1,569
	220	87	7	6	1,580
	330	83	11	6	1,575
	500	80	15	5	1,576
деревянных	35	84	8	8	1,568
	110—150	81	11	8	1,564
	220	82	11	7	1,570
Кабельные	35	82	15	3	1,586
	110—220	82	15	3	1,586
Подстанции	35	41	54	5	1,529
открытого типа	110—150	44	51	5	1,532
	220	41	55	4	1,533
	330	34	62	4	1,524
	500	38	59	3	1,533
	750	37	59	4	1,528
	1150	33	60	7	1,511
закрытого типа	110—220	42	53	5	1,530
Комплектная трансформаторная подстанция блочного типа	35—220	21	73	6	1,501

Дополнительная стоимость транспортировки грузов $K_{\text{доп т}}$, перевозимых для строительства ЛЭП, учитывается если расстояния перевозок более 20 км по железной дороге и более 5 км по трассе.

Капитальные затраты на сооружение подстанций определяются составом оборудования:

$$K_{\text{п ст}} = (\sum K_i n_i + K_{\text{пост}}) \alpha_p$$

где K_i — расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, компенсирующих устройств, токоограничивающих реакторов, батарей конденсаторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью; n_i — соответственно число единиц перечисленного оборудования; $K_{\text{пост}}$ — постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции (благоустройство территории, мастерские, лаборатории, диспетчерские пункты и др.).

В настоящее время при проектировании используют укрупненные показатели стоимости. Данные УПС разработаны на основе прейскурантов и тарифов 1984 г. Пересчет в базовые цены 1991 г. осуществляется с помощью коэффициентов: для строительно-монтажных работ — 1,69, оборудования — 1,5 и прочих затрат — 1,15. Для перехода от цен 1991 г. к ценам 1997 г. рекомендуется использовать коэффициент-дефлятор — 10700. Структура капиталовложений для сетей 35 кВ и выше приведена в табл. 18.1; $K_{\text{пер}}$ — средневзвешенное значение коэффициента пересчета от цен 1984 г. к ценам 1991 г.

18.3. УДЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, ВЛИЯЮЩИЕ ФАКТОРЫ

Удельные капиталовложения — наиболее общие технико-экономические показатели, характеризующие стоимость строительства электрических сетей.

Линии электропередачи характеризуются удельными капиталовложениями на 1 км длины и 1 МВт передаваемой мощности:

$$k_{\text{л}} = K_{\text{лэп}} / L_{\text{л}}; k_{\text{р}} = K_{\text{лэп}} / P_{\text{л}}$$

где $L_{\text{л}}$ — суммарная длина ЛЭП, км; $P_{\text{л}}$ — расчетная передаваемая мощность по линии, МВт.

Удельные капиталовложения в подстанцию

$$k_{\text{п ст}} = K_{\text{п ст}} / S_{\text{п ст}}$$

где $S_{\text{п ст}}$ — номинальная мощность подстанции, МВ · А.

Для характеристики сети в целом используются общие показатели

$$k_{\text{сет}} = (K_{\text{лэп}} + K_{\text{п ст}}) / L_{\text{л}}$$

$$k_{\text{сет}} = (K_{\text{лэп}} + K_{\text{п ст}}) / P_{\text{л}}.$$

Пользуясь данными об общих и частных технико-экономических показателях, удобно проводить анализ строительства объектов, одинаковых по задачам, но разных по параметрам. Обобщение многих смет и их технико-экономических показателей позволило проектным организациям разработать укрупненные показатели стоимости, рассмотренные выше.

На величину сметной стоимости строительства электрических сетей, а следовательно, и на их удельные показатели влияет значительное количество разнообразных факторов, воздействие которых неодинаково для разных энергетических строений.

К числу основных факторов, влияющих на удельные показатели сметной стоимости строительства воздушных линий, относятся геологические, климатические, топографические, электрофизические и конструктивные. Стоимость удельных показателей строительства кабельных линий прежде всего зависит от электрофизических факторов, а также геологических, топографических и конструктивных (количество кабелей в траншее, наличие труб, характер покрытия мостовых и пр.).

Геологические (грунтовые условия) влияют на объемы и стоимость земляных работ, а также на конструкции опор и их фундаменты (для воздушных ЛЭП). Мягкие сухие грунты удешевляют строительство линий. Переход на скальные грунты, наоборот, удорожает сметную стоимость воздушных ЛЭП на 2—10%, а строительство линейных опор на мокрых грунтах — на 15—36%.

Климатические условия влияют на габариты опор, фундаменты и сечения проводов через ветровые нагрузки, гололед, натяжение, габариты стрел провеса и пр. Кроме того, в районах с интенсивной грозовой деятельностью требуется усиленная грозозащита и т. д. Стоимость воздушных ЛЭП при переходе от I к IV климатическому району увеличивается на 25—35%.

Наибольшее увеличение стоимости при тяжелых геологических и климатических условиях имеет место на ЛЭП с деревянными опорами при малом сечении проводов. Наименьшее влияние эти факторы оказывают на линии с большими сечениями проводов, подвешенных на металлических опорах.

Топографический фактор воздействует на удельные показатели капитальных вложений в ЛЭП следующим образом: имеет место удорожание строительства в районах промышленной и городской застройки в 1,4—1,7; в горных условиях до 1,8; в районах болот в 1,2—1,9 раза. В лесных условиях в зависимости от густоты, крупности леса и твердости его пород сметная стоимость ЛЭП увеличивается (с учетом возврата леса) на 5—10%.

Зависимость капитальных вложений в воздушные линии от электрофизических факторов и, прежде всего, номинального напряжения U_n характеризуется следующим уравнением:

$$k_{\text{л}} = f(U_n) = a + bU_n + cU_n^2 + d,$$

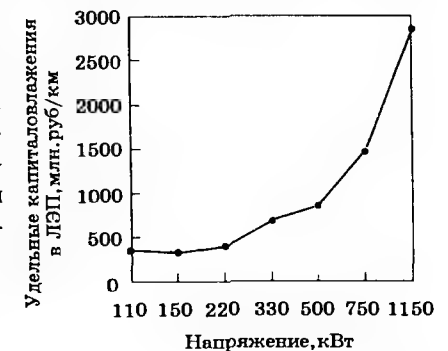
где a , b и c — коэффициенты, зависящие от уровня цен; d — величина амплитуды колебаний $k_{\text{л}}$ от ее среднего значения в зависимости от сечения проводов, климатического района и т. д. (d колеблется от 5 до 10% средней стоимости $k_{\text{л}}$) (рис. 18.1).

Стоимость проводов составляет 30—40 % стоимости воздушных ЛЭП, переход на большие сечения при прочих равных условиях увеличивает стоимость 35—220 кВ линий на 4—12%. Влияние материала и конструкций опор на стоимость воздушных электрических линий следующее: на деревянных опорах на 40—50 %, железобетонных на 10—25 % дешевле, чем на металлических, поэтому в лесных районах для ЛЭП до 220 кВ целесообразно применять деревянные опоры, а в безлесных или малолесистых районах — железобетонные. Металлические опоры для ЛЭП до 220 кВ используют, если электропередача отстоит от бетонных заводов, изготавливающих конструкции опор, более чем на 1000 км, а также, когда линии проходят по горной местности.

Металлические опоры, как правило, применяются для ЛЭП 500 кВ и выше. Линии на двухцепных опорах типа «бочка», «елка» и другие, отнесенные к одной цепи, дешевле тех же линий на одноцепных опорах на 14—25%. При этом меньшее удешевление дают ЛЭП 330 кВ, а большее ЛЭП 35 кВ. Из металлических П-образных промежуточных опор более дешевы опоры на оттяжках. Однако если линии проходят по полям и садам, ущерб сельскому хозяйству может заставить перейти к ЛЭП на металлических свободно стоящих опорах. Для ЛЭП 35—110 кВ экономичны одностоечные опоры. Самые дешевые фундаменты под опоры набивные и железобетонные свайные.

Кабельные линии значительно удешевляются (на 12—35%) при укладке нескольких кабелей в одной траншее. Стоимость прокладки кабельных линий зависит также от типа покрытий мостовых и тротуаров. При прокладке кабеля под булыжной мостовой сметная стоимость на 10—25% дешевле, чем прокладка по улице с асфальтобетонным покрытием. Удельные капитальные вложения в кабельные линии резко возрастают с увеличением номинального напряжения.

Рис. 18.1. Зависимость удельных капитальных вложений от напряжения для стальных одноцепных линий (в ценах 1997 г.)



Главное воздействие на удельные показатели сметной стоимости подстанций оказывают:

- мощность;
- напряжение;
- электрическая схема с высокой стороны;
- типы оборудования;
- грунтовые условия на строительной площадке.

Значения $k_{п ст}$ снижаются при увеличении мощности подстанции. Переход на следующую ступень напряжения при прочих неизменных параметрах увеличивает сметную стоимость подстанций на 50—80%. Усложнение схемы электрических соединений с высокой стороны увеличивает удельные капитальные вложения в подстанцию.

Типы и мощность силового оборудования подстанции заметно воздействуют на ее сметную стоимость. Использование автотрансформаторов вместо трансформаторов снижает расходы по этому оборудованию на 10—25%. Замена масляных выключателей воздушными при существующих ценах удорожает сметную стоимость ячеек, ОРУ 35—110 кВ подстанций в 1,2—1,5 раза.

Грунтовые условия также влияют на сметную стоимость подстанций. Так, снижение несущей способности грунта под основаниями сооружений с 2,5 до 1 кг/см² удорожает подстанцию на 2,5—3%; высокий уровень грунтовых вод (менее 2 м от дневной поверхности) увеличивает сметную стоимость подстанций на 5—6%.

Вопросы для повторения

1. Чем отличаются объектные сметы от сводных?
2. Дайте характеристику укрупненным показателям стоимости.
3. Чем отличаются укрупненные показатели стоимости от удельных капиталовложений?
4. Как определяются удельные капиталовложения в ЛЭП и подстанцию?
5. Какие факторы влияют на величину удельных капиталовложений в ЛЭП?
6. От чего зависят удельные капиталовложения в подстанцию?

Глава 19

ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА И ЗАРАБОТНОЙ ПЛАТЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

19.1. УДЕЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЧИСЛЕННОСТИ

Особенности технологического процесса производства, передачи и распределения электроэнергии определяют профессиональную подготовку рабочих, инженерно-технического и другого персонала, а также их структуру и расстановку на энергопредприятиях.

В технико-экономических расчетах на перспективу для оценки потребности в кадрах пользуются удельными показателями численности персонала, отнесенными, к той или иной единице измерения. Эти удельные показатели называют штатными коэффициентами.

В электрических сетях штатным коэффициентом считается количество персонала на 100 условных единиц

$$n_y = \chi_{сет} / \chi_{те},$$

где $\chi_{сет}$ — количество персонала в сетях; $\chi_{те}$ — количество условных единиц.

Условная единица применяется для вычисления объема эксплуатационных работ электросетевых хозяйств. Под условной единицей понимается такое количество годовых эксплуатационных работ, которое необходимо для обслуживания 1 км одноцепной 110—150 кВ воздушной ЛЭП на металлических или железобетонных опорах.

Для различных элементов электрических сетей (подстанций, кабельных линий и др.) оценка объемов также исчисляется в условных единицах (табл. 19.1).

Электросетевые хозяйства и их подразделения категоризируются в зависимости от величины (объема) эксплуатационных работ, оцениваемых в условных единицах. Участки сети и подстанции имеют 3—4 категории. Первые категории хозяйств имеют наибольшие объемы (количество условных единиц). Несмотря на широкое применение условных единиц они обладают рядом существенных недостатков:

условная единица, характеризующая определенный объем эксплуатационных работ, имеет неодинаковый трудовой эквивалент (в человеко-днях или человеко-часах) даже в условиях одной и той же энергосистемы. Объясняется это тем, что объем работ, например по эксплуатации 1 км 110 кВ

Таблица 19.1

Коэффициенты для расчета объема работ в электрических сетях

Элемент электрической сети	Единица измерения	Количество условных единиц
Одноцепная ЛЭП 220—330 кВ на опорах металлических	км	1,1
деревянных	км	1,7
Двухцепная ЛЭП 220—330 кВ на металлических и железобетонных опорах	км	1,5
Подземные кабельные линии до 20 кВ со всеми устройствами (на 3 фазы)	км	1,9
Подстанции 35 кВ и выше: присоединения на напряжении до 20 кВ (присоединения к сборным шинам отходящих фидеров, секционных и ШСВ, силовых трансформаторов, синхронных компенсаторов и др.). Для силовых трансформаторов присоединения считаются по каждому напряжению отдельно	Одно присоединение	2,4
То же, при напряжении 35—60 кВ	Одно присоединение	4,8
То же, при напряжении 110—154 кВ	Одно присоединение	9,6
То же, при напряжении 500 кВ	Одно присоединение	28,8
Силовые трансформаторы 220—330 кВ	Одна фаза	35,0
Синхронные компенсаторы с естественным охлаждением	Агрегат	16,8
Установки продольной компенсации 400—500 кВ	Одна цепь	120

ЛЭП на металлических или железобетонных опорах, в условиях тайги, тундры, на болотах, в пустыне, в горах и в городских условиях совершенно различны. Поэтому условная единица по существу не может считаться единицей измерения: она разная для разных условий;

анализ и сопоставление работы различных электросетевых организаций или даже одних и тех же сетевых хозяйств в различные периоды времени дает искаженные результаты в силу изменчивости условной единицы как единицы измерения.

Поэтому в ряде энергосистем, придерживаясь пока в определении объемов работ в сетях системы условных единиц, на основе существующих методов технического нормирования, разрабатывают нормы затрат в человеко-днях или человеко-часах на разные виды эксплуатационных и ремонтных работ.

Количество факторов, воздействующих на величину штатного коэффициента, в сетях гораздо больше, чем, например на станциях. К ним относятся геологические, топографические, гидрогеологические, климатические, напряжение, конструкции, их материалы, загрязненность атмосферы и др.).

Условная единица, к которой приводятся удельные показатели численности персонала, как уже указывалось, имеет существенные недостатки.

Все эти обстоятельства не позволили до настоящего времени разработать единую четкую методику потребности в электросетевых кадрах.

При определении перспективной потребности количества персонала в сетях, кроме n_y пользуются и другими показателями:

численность персонала на км линии

$$n_{\text{л}} = \frac{Q_{\text{лэп}}}{L_{\text{л}}};$$

численность персонала на 1 МВт установленной мощности подстанции или одну подстанцию

$$n_{\text{п ст}} = \frac{Q_{\text{п ст}}}{N_{\text{п ст}}};$$

численность персонала для ремонтно-эксплуатационного обслуживания основных промышленно-производственных фондов стоимостью 1 млн. руб.

$$n_{\text{сет}} = \frac{Q_{\text{сет}}}{K_{\text{ф}}},$$

где $Q_{\text{лэп}}$, $Q_{\text{п ст}}$, $Q_{\text{сет}}$ — соответственно общее количество персонала, обслуживающего линии, подстанции, сети; $L_{\text{л}}$ — длина ЛЭП, км; $N_{\text{п ст}}$ — установленная мощность подстанции МВ · А; $K_{\text{ф}}$ — стоимость основных промышленно-производственных фондов, млн. руб.

Ниже в табл. 19.2 и 19.3 приводятся нормативы численности по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию района электрических сетей.

Нормативы предусматривают необходимую численность рабочих, инженерно-технических работников и служащих для выполнения всего комплекса работ по оперативному, техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей в соответствии с ПТЗ, ПТБ и производственными инструкциями, включая реконструктивные работы, выполняемые за счет средств капитального ремонта и работы по ремонту зданий и сооружений.

Нормативы учитывают трудозатраты на проезд бригад от баз до места проведения работ и обратно, а также численность водителей, обслуживающих автомашины и спецмеханизмы для работы в электрических сетях. Кроме того, в нормативах учтен привлеченный персонал подрядных организаций, выполняющих работы на устройствах оборудования электрических сетей.

Численность инженерно-технических работников от общей численности привлеченного персонала указана, исходя из расчета 1 ИТР на 10 рабочих.

Директор предприятия должен утвердить нормативную численность персонала структурных подразделений, а при внедрении бригадных методов организации и стимулирования труда и нормативную численность бригад.

Таблица 19.2

Нормативы численности рабочих сети 35—750 кВ

Напряжение, кВ	По ремонту и техническому обслуживанию ЛЭП, чел/100 км					По оперативному и техническому обслуживанию подстанций при количестве присоединений с выключателями 6 кВ и выше, чел/подстанцию		
	Количество цепей на опорах	Материал опор				менее 20 ед.	21—50 ед.	более 50 ед.
		металл	железобетон	дерево на железобетонных насыпках	дерево			
750	1	3,94	—	—	—	0,71	0,8	0,94
400—500	1	2,31	1,73	—	—	1,32	1,46	1,72
330	1	1,66	1,23	—	—	2,81	3,04	3,43
	2	2,7	—	—	—			
220	1	1,15	0,87	1,52	1,88	4,09	4,33	4,72
	2	1,88	—	—	—			
110—150	1	1,38	0,72	1,23	1,44	9,7	10,2	10,74
	2	1,66	0,94	—	—			
35	1	1,44	0,72	1,15	1,44	11,64	12,24	12,86
	2	1,59	0,94	—	—			

Таблица 19.3

Нормативы численности рабочих по ВЛ 0,4—20 кВ, чел/100 км

Напряжение, кВ	Материал опор	На оперативное и техническое обслуживание при плотности распределительных сетей, условно-технические единицы (уте)			На ремонт
		менее 600	601—1200	более 1200	
2—20	Металл, железобетон,	0,93	0,84	0,76	0,53
	дерево с железобетонными насыпками,	1,01	0,91	0,82	0,67
	дерево	1,02	0,92	0,83	0,78
Менее 1	Металл, железобетон,	1,05	0,94	0,85	0,59
	дерево с железобетонными насыпками,	1,17	1,05	0,95	0,91
	дерево	1,2	1,08	0,98	1,03

19.2. ЗАТРАТЫ ТРУДА

Фактические затраты труда в процессе ремонтно-эксплуатационного обслуживания в отработанных человеко-днях и человеко-часах учитываются

по единой методике, установленной для всех отраслей промышленности. Зная количество отработанных человеко-часов и человеко-дней, можно определить среднюю за период длительность рабочего дня (смены). Фактические затраты рабочего времени, чел.-дн. (чел.-ч),

$$T_{\phi} = k_{\text{вых}} U_{\text{сп}} T_{\text{раб}},$$

где $k_{\text{вых}}$ — фактический коэффициент выхода на работу (учитывает часть работников электрических сетей, не выходящих на работу по уважительным причинам: болезнь, декретный отпуск, льготы учащимся и т.д. в зависимости от состава кадров составляет 0,9—0,95); $U_{\text{сп}}$ — списочный состав производственного персонала с учетом работников транспорта и капитального ремонта, чел.; $T_{\text{раб}}$ — количество рабочих дней (часов) за период (месяц, квартал, год).

Удельные показатели трудоемкости в электрических сетях могут быть отнесены:

на 1 кВт·ч энергии Э, прошедшей через сети за принятый период времени, чел.-ч/(кВт·ч),

$$t_{\Sigma} = T_{\phi} / \Sigma;$$

на 1 кВт·ч·км работы отдельной электропередачи или комплекса этих электропередач данного сетевого хозяйства в целом, чел.-ч/(кВт·ч·км),

$$t_{\Sigma \text{ км}} = T_{\phi} / \Sigma \Sigma_i L_i,$$

где L_i — длина i -й электропередачи, км; Σ_i — количество энергии, прошедшей через i -ю передачу за данный период;

на одну условную единицу, чел/уте,

$$t_y = T_{\phi} / Y_{\text{те}};$$

на 1 тыс. руб. стоимости обслуживаемых основных производственных фондов

$$t_{\phi} = T_{\phi} / K_{\phi}.$$

Показатель трудоемкости может также измеряться количеством условных единиц на 1 чел/год

$$t_{\text{уте}} = Y_{\text{те}} / U_{\text{сет}}.$$

Каждый из указанных показателей не является обобщающим и имеет свои специфические особенности.

Показатели трудоемкости, отнесенные к 1 кВт·ч, прежде всего необходимы для анализа работы системы в целом, так как фиксируют величину трудовых затрат по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сетей на единицу основной продукции. Производительность труда сетевого персонала эти показатели отражают искаженно, ибо в основном они зависят от уровня потребления энергии абонентами и от режимов работы сетей, определяемых диспетчерами системы.

Показатель затрат труда, отнесенный к единице переданной энергии, нельзя также использовать при рассмотрении и сопоставлении итогов работы различных электросетевых хозяйств или проектных вариантов электропередач, так как он не учитывает дальность передачи. Трудоемкость ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей, отнесенная к 1 млн. кВт · ч энергии, прошедшей через сети, колеблется в пределах 160—450 чел.-дн/год. Значения t_3 зависят от напряжения сетей. Чем выше напряжение, тем ниже величина t_3 .

При повышении уровня напряжения сетей увеличивается концентрация мощностей в силовом оборудовании и в линиях, что резко уменьшает удельную трудоемкость, отнесенную к мощности и энергии, и снижает себестоимость передачи. В связи с этим проявляется тенденция передачи энергии повышенным напряжением на более короткие расстояния.

Величина трудовых затрат в сетях, отнесенная к 1 кВт · ч на км, $t_{3\text{ км}}$ зависит в основном от технических параметров: напряжения и плотности тока. Чем выше эти параметры, тем сильнее концентрация мощности в силовом оборудовании и линиях и тем меньше удельная трудоемкость их эксплуатационно-ремонтного обслуживания.

Показатель t_3 км² также как предшествовавший ему, не может применяться при оценке производительности труда сетевого персонала, так как слабо отражает его деятельность. Однако этот показатель весьма удобен при сопоставлении результатов работы действующих и проектных вариантов сетей различного напряжения.

Удельная трудоемкость обслуживания электросетевых основных производственных фондов t_{ϕ} с увеличением напряжения и, следовательно, капиталоемкости сетей падает. При увеличении доли сетей высшего напряжения при прочих неизменных условиях удельные затраты труда на обслуживание основных производственных t_{ϕ} будут снижаться. При более высоких темпах развития сетей низкого напряжения эти затраты будут расти. Поэтому при сопоставлении удельных затрат труда в сетях с разной структурой по напряжению необходимо учитывать это обстоятельство и по первичным бухгалтерским документам определить значения t_{ϕ} по сетям каждого напряжения, что бывает достаточно сложно.

Показатель удельной трудоемкости ремонтно-эксплуатационного обслуживания, отнесенный к одной условной единице t_y , колеблется в среднем по сетям всех напряжений от 2,8 до 5,8 чел.-дн/год. Однако в отличие от предшествовавших показателей трудовые затраты на условную единицу немного снижаются с падением напряжения сетей. Это объясняется тем, что нормативная оценка элементов сетей низшего напряжения в условных единицах относительно более «щедрая», чем в сетях высшего. Поэтому при одинаковых совокупных объемах трудовых затрат в хозяйствах эти за-

траты относятся к большему числу условных единиц при преобладании сетей низшего напряжения, что естественно и снижает величину t_y .

В некоторых энергосистемах и проектно-исследовательских институтах в качестве удельного показателя производительности труда принимают объем работ (количество условных единиц), выполненный одним работником сетей в течение года, t_{yte} . В сетях различных энергосистем значения этой величины колеблются от 25 до 50 уте на 1 человека в год. Значения t_{yte} из-за недостатков условной единицы как единицы измерения искажены и отражают уровень и динамику производительности труда, что требует корректировки, особенно при сопоставлениях. Ввиду изложенного, анализ работы сетей и, в частности, анализ уровня и динамики производительности труда следует осуществлять, используя комплекс показателей.

Вопросы для повторения

1. Что характеризует штатный коэффициент для электрических сетей?
2. На основе каких показателей определяется перспективная потребность в персонале для сетей?
3. Какие виды удельных показателей используются в сетях и что они характеризуют?
4. Как меняется штатный коэффициент для ЛЭП в зависимости от напряжения?
5. Какими показателями измеряется трудоемкость работ в электрических сетях?

Глава 20

СЕБЕСТОИМОСТЬ ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

20.1. МЕТОДЫ РАСЧЕТА И ФАКТОРЫ, ВЛИЮЩИЕ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Полная себестоимость передачи и распределения электрической энергии зависит от многих факторов:

цен на строительство электрических линий и удельных показателей стоимости подстанций. Чем выше эти цены, тем больше они влияют на затраты по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сетей (через амортизационные отчисления);

пропускной способности сетей, зависящей от напряжения, дальности передач, сечения проводов и других факторов;

структуры электрических сетей (по напряжению и протяженности) — чем больше доля низших напряжений, тем большие потери и их удельная стоимость;

себестоимости (или тарифов) энергии, поступающей в сети;

режимов электропотребления абонентов, присоединенных к данным сетям.

Последние годы характеризовались ростом себестоимости транспорта электроэнергии. Это в значительной мере объясняется присоединением и развитием электрических сетей низших напряжений для сельскохозяйственных нагрузок. Существенную роль в увеличении себестоимости передачи энергии имело также повышение цен на материальные ресурсы.

Заметное влияние на себестоимость транспорта электроэнергии оказывают условия ремонтно-эксплуатационного обслуживания сетей. Неблагоприятные климатические, топографические и иные условия, а также разбросанность сетей и недостаточная обжитость районов обслуживания обуславливают увеличение себестоимости передачи и распределения электрической энергии.

Полную себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы, руб/кВт·ч, можно определить по формуле

$$S_{\text{пер}} = I_{\text{пер}} / P_{\text{м}} T_{\text{м}} = I_{\text{пер}} / \mathcal{E}_{\text{аб}},$$

где $I_{\text{пер}}$ — суммарные издержки, связанные с передачей и распределением электроэнергии, руб/год; $P_{\text{м}}$ — максимальная нагрузка, кВт; $T_{\text{м}}$ — число

часов использования максимальной нагрузки, ч/год; $\mathcal{E}_{\text{аб}}$ — количество энергии поступившей к абонентам, кВт·ч.

Суммарные ежегодные издержки на передачу и распределение складываются из издержек по линиям $I_{\text{лэп}}$ и подстанциям $I_{\text{пс}}$:

$$I_{\text{пер}} = I_{\text{лэп}} + I_{\text{пс}}.$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии рассчитывается по тем же элементам и статьям, что и для ТЭС, за исключением затрат на топливо. В издержки на транспорт электроэнергии не входят затраты на содержание повышающих подстанций и распределительных устройств, находящихся на балансе станции. Эти затраты включаются в себестоимость производства электроэнергии.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по ЛЭП и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек

$$I_{\text{пер}} = I_{\text{экс}} + I_{\text{пот}},$$

где $I_{\text{экс}}$ — суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, руб/год; $I_{\text{пот}}$ — суммарная стоимость потерь в сетях системы, руб/год.

20.2. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ИЗДЕРЖЕК НА ПЕРЕДАЧУ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

На предпроектной стадии расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей может определяться по укрупненным показателям:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об рем}},$$

где $I_{\text{ам}}$ — ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), руб/год; $I_{\text{об рем}}$ — издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), руб/год (подробный расчет см. разд. 20.3);

$$I_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}} K_{\text{эс}} / 100,$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ — нормы отчислений на амортизацию (реновацию, т.е. полное восстановление), %/год, (табл. 20.1); $K_{\text{эс}}$ — капитальные вложения в сооружение электрических сетей, руб.,

$$I_{\text{об рем}} = \alpha_{\text{об рем}} K_{\text{эс}} / 100,$$

где $\alpha_{\text{об рем}}$ — нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, %/год, (см. табл. 20.1).

Таблица 20.1

Нормы отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонты элементов электрических сетей

Элемент	Норма амортизации, %	Срок службы T_c , лет	$\alpha_{ам}^d$ *, %, при $E = 0,1$	Норма на обслуживание и ремонт
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	2,0	50	0,09	0,8
ВЛ 35—220 кВ на деревянных опорах	3,3	30	0,61	2,1
КЛ до 10 кВ:				
со свинцовой оболочкой				
в земле и помещениях	2,0	50	0,09	2,3
под водой	4,0	25	1,02	2,6
с алюминиевой оболочкой				
в земле	4,0	25	1,02	2,3
в помещениях	2,0	50	0,09	2,3
с пластмассовой изоляцией				
в земле и помещениях	5,0	20	1,75	2,3
КЛ 20—35 кВ со свинцовой оболочкой				
в земле и помещениях	3,0	33	0,45	2,4
под водой	5,0	20	1,75	2,8
КЛ 110—220 кВ				
в земле и помещениях	2,0	50	0,09	2,5
под водой	2,0	50	0,09	3,0
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (кроме ГЭС)				
до 150 кВ	3,5	29	0,67	5,9
220 кВ и выше	3,5	29	0,67	4,9
Силовое электрооборудование и распределительные устройства ГЭС				
до 150 кВ	3,3	30	0,61	5,5
220 кВ и выше	3,3	30	0,61	4,5

* $\alpha_{ам}^d$ — дисконтированная норма амортизации, используется при сравнении вариантов;

$$\alpha_{ам}^d = 100E / ((1 + E)^{T_c} - 1).$$

Суммарная стоимость потерь электроэнергии в сетях оценивается в виде

$$I_{пот} = \Delta \mathcal{E} T_{пот},$$

где $\Delta \mathcal{E}$ — потери электроэнергии в сети, кВт · ч/год; $T_{пот}$ — стоимость 1 кВт · ч потерянной энергии, руб/кВт · ч.

Потери в электрических сетях энергетической системы могут быть определены как разница между энергией, поступившей в сети $\mathcal{E}_{сет}$ и энергией, полученной абонентами за рассматриваемый период (например, год) $\mathcal{E}_{аб}$:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_{сет} - \mathcal{E}_{аб}.$$

Количество энергии, поступившей в сети энергосистемы, можно найти по формуле

$$\mathcal{E}_{сет} = \mathcal{E}_{ст} + \mathcal{E}_{бст} + \mathcal{E}_{пок} - \mathcal{E}_{прод}$$

где $\mathcal{E}_{ст}$ — энергия, полезно отпущенная с шин станций энергосистемы; $\mathcal{E}_{бст}$ — энергия от блок-станций предприятий других отраслей; $\mathcal{E}_{пок}$ — покупная энергия, полученная от других систем; $\mathcal{E}_{прод}$ — энергия, проданная в другие системы.

Относительное значение расхода электроэнергии, связанного с ее передачей и распределением в электрических сетях (потери электроэнергии), в последние годы в сетях общего пользования всех напряжений составляет примерно 9% поступления электроэнергии в сеть. В отдельных энергосистемах эта величина колеблется в значительных пределах (от 4—5 до 14—15 %) в зависимости от плотности нагрузки, построения сети, количества ступеней трансформации, режимов работы и других факторов.

Ориентировочные значения потерь в сетях различных напряжений в процентах от суммарного поступления электроэнергии в сети приведены ниже:

Напряжение, кВ	750—500	330—220	150—110	35—20	10—6	0,4
Потери, %	0,5—1,0	2,5—3,5	3,5—5	0,5—1,0	2,5—3,5	0,5—1,5

Потери электроэнергии подразделяются на условно-переменные (нагрузочные) и условно-постоянные (холостого хода). К потерям условно относятся также расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. В составе переменных учитываются потери в активном сопротивлении проводов линии и обмоток трансформаторов. Постоянными считаются потери на корону в ЛЭП 220 кВ и выше, потери холостого хода в трансформаторах, потери в конденсаторах и реакторах. Ориентировочная структура потерь по элементам представлена в табл. 20.2.

Подробный расчет годовых потерь электроэнергии в элементах сети в условиях проектирования можно проводить по описанным ниже формулам.

Величина годовых потерь энергии в воздушных линиях электропередачи

$$\Delta \mathcal{E}_{лэп} = \Delta P_{кор} 8760 + \Delta P_m \tau,$$

где $\Delta P_{кор}$ — среднегодовые потери мощности на корону, МВт; ΔP_m — потери мощности при максимальной нагрузке P_m , МВт; τ — годовое время максимальных потерь ΔP_m .

Таблица 20.2

Структура потерь электроэнергии, %			
Элемент сети	Потери, %		
	Переменные	Постоянные	Все
Линии электропередачи	60	5	65
Подстанции в том числе:	15	20	35
трансформаторы	15	15	30
другие элементы	—	3	3
расход электроэнергии на СН	—	2	2
Итого	75	25	100

Зависимость времени потерь от числа часов использования максимума активной нагрузки T_m :

$$\tau = (0,124 + T_m/10000)^2 \cdot 8760.$$

Если известны показатели, характеризующие конфигурацию годового графика передаваемой активной мощности, то

$$\tau = 2T_m - 8760 + (8760 - T_m)/(1 + T_m/8760 - 2\beta_{\min}),$$

где $\beta_{\min}$ — коэффициент неравномерности графика нагрузки.

Число часов использования максимума нагрузки T_m сетей энергетических систем колеблется в пределах 3,5—6,5 тыс. ч/год.

Величина годовых потерь в элементах оборудования подстанции: двухобмоточный трансформатор и автотрансформатор

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{хх}} 8760 + \Delta P_{\text{кз}} (S_{\text{нагр}}/S_{\text{нт}}),$$

где $\Delta P_{\text{хх}}$, $\Delta P_{\text{кз}}$ — потери мощности холостого хода (потери в стали) и короткого замыкания, МВт; $S_{\text{нагр}}$ — максимальная нагрузка трансформатора, $S_{\text{нагр}} = P_m / \cos \varphi$, МВ · А; $S_{\text{нт}}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ · А;

синхронный компенсатор, МВт · ч/год,

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ск}} = \alpha_n \Delta P_n T_{\text{ск}} + (1 - \alpha_n) \Delta P_n (Q_{\text{нагр}}/Q_{\text{ск}})^2 \tau_{\text{ск}},$$

где $\alpha_n = 0,3—0,5$ — коэффициент, учитывающий долю потерь, не зависящих от нагрузки; ΔP_n — потери мощности в компенсаторе, МВт, $(1—1,5\% Q_{\text{ск}})$; $T_{\text{ск}}$ — время работы компенсатора; $\tau_{\text{ск}} = 0,2T_{\text{ск}}$; $Q_{\text{нагр}}/Q_{\text{ск}}$ — коэффициент нагрузки в максимальном режиме;

батареи конденсаторов, МВт · ч/год,

$$\Delta \mathcal{E}_6 = 0,003 Q_6 T_6,$$

где T_6 — время работы батарей (7000 ч/год для нерегулируемых и 5000—6000 ч/год для регулируемых); Q_6 — мощность батареи, МВар; шунтирующие реакторы, МВт · ч/год,

$$\Delta \mathcal{E}_p = 0,005 Q_p T_p,$$

где Q_p — мощность реактора, МВар; T_p — время работы реактора ($T_p = 6000$ ч/год при $T_m \leq 4000$ ч/год, 3000—5000 ч/год при $T_m > 4000$ ч/год, 8760 ч/год для неотключаемых реакторов).

Величина потерь энергии в электрических сетях колеблется от 4 до 13% при среднем порядке 5—7%. Этот показатель зависит от многих факторов, основные из которых структура энергосистемы, взаимосвязь центров генерации и центров нагрузки, конфигурация электрических сетей системы; структура электрической сети (по напряжениям); степень развития электрических сетей; нагрузка электрических сетей (по максимуму и в разрезе года); соотношения максимума нагрузки и расчетной пропускной способности ЛЭП.

Стоимость 1 кВт · ч потерь энергии в элементах электрической сети (воздушной линии, оборудовании подстанций, компенсирующих устройствах и т. п.) оценивается в технико-экономических расчетах при сопоставлении вариантов по тарифам на электроэнергию, а при определении себестоимости передачи — средней стоимости потерьного киловатт · часа или тарифам в зависимости от формы организации ПЭС.

При работе ПЭС как самостоятельного предприятия (юридического лица) стоимость потерь следует оценивать по тарифам на покупку энергии $T_{\text{пок}}$, так как в данном случае издержки на передачу энергии можно представить в виде

$$I_{\text{пер}} = I_{\text{экс}} + T_{\text{пок}} \mathcal{E}_{\text{сет}} - T_{\text{пок}} \mathcal{E}_{\text{аб}} = I_{\text{экс}} + T_{\text{пок}} \Delta \mathcal{E}.$$

Величина фактических затрат на потери энергии в сетях энергосистемы оценивается из средней себестоимости 1 кВт · ч энергии, поступающей в эти сети из различных источников питания (собственные электростанции, блок-станции, межсистемные электропередачи и др.). Этот расчет выполняется по формуле

$$T_{\text{пот}} = (\sum I_{\text{ст } i} + \sum \mathcal{E}_{\text{бл ст } i} T_{\text{бл ст } i} + \sum \mathcal{E}_{\text{пок } i} T_{\text{пок } i} + I_{\text{ауп}}) / \mathcal{E}_{\text{сет}},$$

где $I_{\text{ст } i}$ — годовые издержки производства собственной i -й станции системы, руб/год; $T_{\text{бл ст } i}$ — цена 1 кВт · ч покупной энергии, полученной по договорам от блок-станций, руб/кВт · ч; $T_{\text{пок } i}$ — затраты на покупную энергию, полученную по электропередачам от других систем, руб/кВт · ч; $I_{\text{ауп}}$ — административно-управленческие расходы аппарата энергосистемы (внестанционные и внесетевые расходы).

Потери энергии на предприятиях чаще всего оцениваются по тарифам с добавлением соответствующих затрат, производимых для обеспечения функционирования службы главного энергетика или главного механика.

В состав электрических сетей входят ЛЭП различного направления и назначения — основные сети ЭЭС и ОЭЭС напряжением 220—750 кВ и распределительные сети напряжением 6—110 кВ. Особенностью транспортировки электроэнергии считается то, что она сочетает передачу энергии по основным и распределительным сетям.

Если функции распределительных сетей сводятся, в основном, к передаче энергии от опорных подстанций к потребителям, то в функции основных сетей входит также выполнение ряда межсистемных задач: повышение надежности, устойчивости и экономичности работы энергосистемы.

На себестоимость передачи электроэнергии в распределительных сетях значительно влияют их протяженность и нагрузка. При одинаковом уровне электропотребления ее значение может значительно колебаться и тем выше, чем больше протяженность сетей и ниже нагрузка.

Пути снижения себестоимости передачи единицы электроэнергии определяются основными факторами, влияющими на эти величины:

- снижение стоимости сооружения электрических сетей (линий и подстанций);

- снижение численности эксплуатационно-ремонтного персонала электрических сетей (достигается автоматизацией и телемеханизацией управления подстанциями, правильным выбором периодичности осмотров и ремонтов линий и подстанций, централизацией и механизацией ремонтно-эксплуатационных работ);

- снижение потерь в электрических сетях за счет:

- максимально возможного территориального сближения производителей и потребителей электроэнергии и сокращения дальних транзитных передач энергии,
- повышения напряжения линий передачи,
- применения компенсирующих средств,
- применения постоянного тока для дальних передач,
- правильной загрузки линий и учета при экономическом распределении нагрузки между станциями систем потерь в электрических сетях.

20.3. ПЛАНИРОВАНИЕ ЗАТРАТ НА РЕМОНТНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ ОБЪЕКТОВ

Планирование себестоимости передачи и распределения электроэнергии ведется в соответствии со структурой электрических сетей с учетом следующих стадий передачи энергии:

- воздушные линии 35—200 кВ и вводы с обслуживающими их подстанциями, трансформаторными помещениями, фидерными пунктами и фазокомпенсаторами;

- кабельные линии и вводы вместе с подстанциями;

- межрайонные линии передачи напряжением выше 220 кВ.

Отдельные статьи затрат при планировании себестоимости могут группироваться по калькуляционным статьям и экономическим элементам.

Калькуляционные статьи:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{техн}} + I_{\text{зп пр}} + I_{\text{сз}} + I_{\text{поп}} + I_{\text{оц}} + I_{\text{оз}},$$

где $I_{\text{техн}}$ — затраты топливно-энергетических и сырьевых ресурсов на технологические цели; $I_{\text{зп пр}}$ — основная и дополнительная заработная плата с учетом отчислений в социальные фонды основных производственных рабочих; $I_{\text{сз}}$ — затраты по содержанию и эксплуатации оборудования; $I_{\text{поп}}$ — затраты на подготовку и освоение производства; $I_{\text{оц}}$ — общецеховые расходы; $I_{\text{ос}}$ — общесетевые расходы.

Экономические элементы:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{мз}} + I_{\text{зп}} + I_{\text{соц}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{пр}},$$

где $I_{\text{мз}}$ — материальные затраты; $I_{\text{ам}}$ — амортизация основных средств; $I_{\text{зп}}$ — затраты на оплату труда; $I_{\text{соц}}$ — отчисления на социальные нужды; $I_{\text{пр}}$ — прочие затраты.

При группировке по статьям калькуляции основная и дополнительная заработная плата с отчислениями на социальные нужды всего персонала ПЭС учитывается при калькулировании несколькими статьями эксплуатационных расходов. Так, по статьям калькуляции «Затраты на оплату труда» планируется и учитывается оплата труда всего дежурного персонала подстанций, линейного персонала сетей, производственного персонала производственных служб. Зарботная плата служащих, младшего обслуживающего персонала и инженерно-технических работников основного производства учитывается по статье «Цеховые расходы». Зарботная плата ремонтного персонала учитывается по статьям «Затраты по содержанию и эксплуатации оборудования» (в части «Техническое обслуживание») и «Цеховые расходы». Зарботная плата административно-управленческого персонала учитывается по статье «Общесетевые расходы».

Статья калькуляции «Затраты по содержанию и эксплуатации оборудования» состоит из двух частей: «Амортизация производственного оборудования» и «Техническое обслуживание». На эту статью относят расходы по содержанию, амортизации и текущему ремонту производственного оборудования цехов, внутрицехового транспорта и др.

Статья «Цеховые расходы» включает расходы по обслуживанию цехов и управлению ими: заработную плату аппарата управления цехом, амортизационные отчисления и расходы на текущий ремонт зданий и инвентаря общецехового назначения.

Статья «Подготовка и освоение производства» учитывает расходы, связанные с комплексным опробованием оборудования и наладочными работами на линиях и подстанциях.

Группировка затрат по экономическим элементам применяется для планирования сметы издержек по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию электрических сетей. Затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание электрических сетей РАО, а также АО-энерго, выполняющего ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей РАО, приведены в табл. 20.3 и 20.4.

Если рассмотреть структуру затрат по экономическим элементам в целом по сетям РАО, то на долю материальных затрат приходится около 55, на заработную плату около 25, амортизацию 10 и прочие 10%.

Высокая доля материальных затрат и заработной платы по сравнению с амортизацией объясняется тем, что затраты на ремонты (как капитальный, так и текущие) сейчас отдельно не выделяются и разнесены по экономически однородным статьям (материалы израсходованные на ремонт —

Таблица 20.3

Структура затрат на ремонтно-эксплуатационные работы на сетевых объектах РАО «ЕЭС России», %

№ п/п	Показатель	Затраты
1	Материальные затраты всего	69,0
	в том числе:	
1.1	Материалы	12,3
1.2	Работы и услуги производственного характера всего	55,7
	из них:	
1.2.1	услуги АО-энерго по ремонтно-эксплуатационному обслуживанию сетей	42,9
1.2.2	услуги ОРУ строящихся АЭС	1,6
1.2.3	прочие услуги	11,2
1.3	Энергия	1,0
2	Затраты на оплату труда	12,7
3	Отчисления на социальные нужды	4,9
4	Амортизация основных средств	9,5
5	Прочие затраты всего	3,9
	в том числе:	
5.1	Налоги, включаемые в себестоимость	0,8
5.2	Оплата услуг сторонних организаций	0,9
5.3	Арендная плата	0,3
5.4	Проценты по кредитам банков	0,9
5.5	Другие прочие расходы	1,1
	Итого затрат, относимых на себестоимость услуг	100
	из них:	
6.1	Затраты на ремонты сетевых объектов (включая услуги АО-энерго)	40,8

Таблица 20.4

Структура услуг АО-энерго на ремонтно-эксплуатационные работы на сетевых объектах РАО «ЕЭС России», %

№ п/п	Показатель	Затраты
1	Материальные затраты всего	36,8
	в том числе:	а
1.1	Материалы	17,0
1.2	Работы и услуги производственного характера	16,3
1.3	Энергия	3,5
2	Затраты на оплату труда	28,5
3	Отчисления на социальные нужды	11,0
4	Амортизация основных средств	0,0
5	Прочие затраты всего	10,7
	в том числе:	а
5.1	Налоги, включаемые в себестоимость	3,8
5.2	Оплата услуг сторонних организаций	3,2
5.3	Арендная плата	0,0
5.4	Проценты по кредитам банков	0,0
5.5	Другие прочие расходы	3,7
6	Итого затрат, относимых на себестоимость услуг	87,0
7	Прибыль	13
8	Всего стоимость услуг АО-энерго	100
8.1	Затраты на ремонты сетевых объектов	35,7

в материальные затраты, а зарплата ремонтных рабочих — затраты на оплату труда).

Важный фактор, влияющий на величину себестоимости передачи и распределения электроэнергии, — величина капитальных вложений в сооружение объектов электросетей. При этом чем лучше технически оснащено производство, тем меньше в эксплуатационных расходах доля живого труда (заработная плата) и выше доля овеществленного. Поэтому на электросетевых предприятиях с увеличением пропускной способности сети удельный вес заработной платы сокращается, а амортизационных отчислений — увеличивается.

Планирование амортизации основных средств на их полное восстановление (реновацию) проводится по нормам амортизационных отчислений, утвержденных Правительством России по видам основных средств и балансовой стоимости этих основных средств:

$$I_{\text{ам}} = \frac{\sum K_i \alpha_{\text{ам} i}}{100},$$

где $\alpha_{ам\ i}$ — норма амортизационных отчислений; K_i — балансовая стоимость по i -й группе основных средств.

Заработная плата, как составляющая эксплуатационных расходов, планируется согласно нормам численности персонала для организации эксплуатации электросетей. Численность персонала определяется по «Нормативам численности персонала предприятий электросетей», позволяющим определить численность:

монтеров и рабочих по обслуживанию линий электропередачи и подстанций в зависимости от протяженности воздушных и кабельных линий, напряжения, материала опор, вида и состава подстанционного оборудования, формы обслуживания подстанций и т. д.;

инженерно-технического персонала по обслуживанию ЛЭП и подстанций в зависимости от объемов объектов электросетей, находящихся в ведении служб линий и подстанций, в условных единицах;

ИТР оперативно-диспетчерской службы с группой режимов в зависимости от общего объема ПЭС в условных единицах;

персонала службы релейной защиты, электроавтоматики и измерений в зависимости от состава и вида оборудования линий и подстанций;

персонала, обслуживающего средства диспетчерского и технологического управления и телемеханики в зависимости от их вида, состава, количества приборов и устройств;

персонала службы изоляции и защиты от перенапряжений в зависимости от объема линий и подстанций в условных единицах;

персонала трансформаторной и механической мастерских и службы механизации и транспорта в зависимости от общего объема ПЭС в условных единицах;

младшего обслуживающего персонала, рабочих отдела материально-технического снабжения, отдела капитального строительства, рабочих по ремонтно-строительным работам, административно-управленческого персонала.

Для укрупненных расчетов численности персонала электрических сетей могут быть использованы штатные коэффициенты, отнесенные к 1 км длины линий и 1 МВ · А мощности подстанций; 1 МВт пропускной стоимости ЛЭП; 100 условным единицам объема работ ПЭС; 1000 руб. стоимости основных фондов ПЭС (см. табл. 19.2, 19.3).

В соответствии с установленной численностью персонала вычисляется его заработная плата путем применения определенной тарифной системы (тарифные ставки, тарифные сетки, тарифно-квалификационные справочники работ и профессий) для оплаты труда рабочих и установления должностных окладов (в зависимости от категории предприятия) инженерно-технических работников и служащих. Установленный таким образом фонд заработной платы составляет основную заработную плату, обусловленную необходимым рабочим временем.

Например, для ЛЭП

$$I_{зп} = n_{л} L \Phi (1 + \alpha_{доп}),$$

где $n_{л}$ — удельная численность персонала (см. гл. 19); L — суммарная протяженность сети; Φ — годовой фонд заработной платы одного работающего, млн. руб./чел · год; $\alpha_{доп}$ — коэффициент, учитывающий дополнительную заработную плату (премии, оплату отпусков и т.п.);

$$I_{соц} = \sum \alpha_i I_{от},$$

где α_i — нормативы отчислений в социальные фонды (пенсионный — 28, занятости — 2, социального страхования — 5,4, медицинского страхования — 3,6% от общего фонда заработной платы и др.), предусмотренные действующим законодательством.

В составе прочих издержек учитываются целевые средства энергоснабжающих организаций, которые формируются в соответствии с нормативами, установленными действующим законодательством. В настоящее время в их состав включаются:

страховой фонд;

инвестиционные средства;

фонд средств на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, для финансирования программ по созданию и освоению новой техники, эффективных и безопасных технологий;

амортизация по нематериальным активам;

оплата процентов за полученный кредит;

затраты на подготовку и переподготовку кадров;

абонентная плата за услуги по организации функционирования и развитию ЕЭС России, которая определяется по нормативам, утвержденным ФЭК России;

непроизводственные расходы, в состав которых входят налоги и другие обязательные сборы, оплачиваемые за счет себестоимости (например, транспортный налог, налоги, уплачиваемые в дорожные фонды);

отчисления в ремонтный фонд в случае его формирования;

другие прочие затраты, определяемые, исходя из действующих нормативных документов.

Вопросы для повторения

1. Какова структура себестоимости передачи электроэнергии?
2. Из каких составляющих складываются издержки на эксплуатацию электрических сетей?
3. Как оценивается стоимость потерь энергии в сети?
4. В чем отличие группировки затрат по экономическим элементам от группировки по статьям калькуляции?
5. Какие затраты учитываются в составе прочих издержек?

Глава 21

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Технико-экономические расчеты проводятся как при проектировании электросетей, так и в процессе их эксплуатации. При проектировании схем электроснабжения тех или иных экономических районов необходимо прежде всего иметь разработанные перспективные энергобалансы этих районов, рассчитанные на ряд лет. На базе энергобаланса определяется величина нагрузок и их месторасположение, т. е. основа схемы энергоснабжения. Не имея энергобаланса района, нельзя обоснованно разрабатывать и сравнивать разные варианты энергоснабжения этого района. Если энергобаланс в перспективе составлен неверно, то схема энергоснабжения через некоторое, сравнительно короткое время, морально устареет, потребует реконструкции, на что необходимы капитальные вложения. Может случиться, что часть сети в ходе последующей эксплуатации потеряет нагрузку, будет недоиспользована, что приведет к замораживанию ранее вложенных средств. Поэтому при решении основных задач построения сетевого хозяйства необходимо иметь тщательно разработанный и откорректированный по последним данным перспективный электробаланс района или даже целой группы районов.

Основная цель технико-экономических расчетов — нахождение оптимального решения конкретной инженерной задачи сопоставлением нескольких вариантов.

Перечислим задачи в области производства, передачи и распределения электрической энергии:

- выбор оптимальных вариантов дальних электропередач
- различных схем районного и местного энергоснабжения;
- мероприятия по снижению технологических потерь в сетях;
- реконструкция сетевого хозяйства.

Выбор оптимального варианта может преследовать и более узкие цели, например:

- выбор экономически выгодного сечения проводов;
- напряжения электропередачи;
- выбор типа распределительных устройств;
- количества и мощности силовых трансформаторов;
- мощности и места размещения компенсирующих устройств и т.п.

В общем случае любой вариант технического решения характеризуется следующими показателями:

- основным производственным эффектом, измеряемым в натуральных показателях (величина передаваемой мощности или передаваемой энергии);
- сопутствующим производственным эффектом;
- объемом капитальных вложений K , необходимых для реализации варианта, и распределением их по годам;
- ежегодными издержками;
- дополнительными качественными показателями, не учтенными при расчете капитальных вложений и издержек (надежность, долговечность, воздействие на окружающую среду, социальный эффект и т. д.).

Сравниваемые варианты могут отличаться одним или несколькими параметрами. Например, варианты ЛЭП могут различаться по классу напряжения, числу цепей, конструкции проводов фазы, габаритам линий и т.д. В результате будут разными их пропускная способность (основной производственный эффект), стоимость сооружения ЛЭП, ежегодные издержки по ее эксплуатации, надежность, потери мощности и энергии, площадь отчуждаемой земли.

Как правило, улучшение одних показателей сопровождается ухудшением других. Так, увеличение числа цепей повышает надежность, что приводит к снижению ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям, но одновременно требует значительного увеличения капиталовложений.

21.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВЫХ И РЕКОНСТРУКЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Условия сопоставимости вариантов

Варианты электрической сети, подлежащие сопоставлению, должны соответствовать требованиям нормативных документов и руководящих указаний по проектированию («Руководящие указания и нормативы по проектированию развития энергосистем», «Правила устройства электроустановок», «Нормы технологического проектирования подстанций», «Методика выбора сечений проводов линий электропередачи» и др.)

Все рассматриваемые варианты должны обеспечивать *одинаковый энергетический эффект* у потребителей: полезный отпуск электроэнергии и потребляемую мощность в течение каждого года всего рассматриваемого периода. Сравнение различных вариантов схем энергоснабжения крупных объектов для выбора из них оптимального, в основном, сводится к оценке их экономической эффективности при условии равенства энергетического эффекта. Под равенством энергетического эффекта следует понимать равное количество и качество энергии, получаемое потребителем или же последующим звеном энергетической цепи (например, энергии, получаемой

в распределительную сеть от питающей сети; равное количество энергии, получаемой от дальних передач в принимающую энергосистему от электростанций различных типов и т. п.).

Энергетическая равноценность состоит в том, что различные варианты сети должны обеспечивать одинаковую мощность и годовую энергию для потребителей, нагрузки которых относятся к одинаковому расчетному периоду; принимаемое оборудование должно быть достижимо при данном развитии техники; элементы сети и сеть в целом должны работать в оптимальных условиях.

Главные технические показатели — бесперебойность электроснабжения, качество электроэнергии и устойчивость параллельной работы.

Бесперебойность электроснабжения достигается резервированием схемы, применением надежного оборудования, а также автоматикой, селективными и быстродействующими защитами.

Качество, электроэнергия характеризуется допустимыми отклонениями и колебаниями напряжения от номинального у электроприемников и в других точках сети.

Одинаковое качество напряжения и устойчивость в различных вариантах могут достигаться при различных схемах с использованием различных элементов и оборудования (трансформаторов с РПН и вольтодобавочными агрегатами, линейных регуляторов, поперечных и продольных батарей конденсаторов, синхронных компенсаторов, реакторов поперечной компенсации и т. д.).

Экономическому сопоставлению при наличии потребителей первой категории подвергаются варианты, равноценные в техническом отношении. Однако в некоторых случаях при потребителях II и III категорий возможно сопоставление вариантов сети, неравноценных по бесперебойности и качеству напряжения. В таких случаях для вариантов сети без резервирования необходимо учитывать экономический ущерб при перерывах питания, а также от напряжения, не соответствующего стандартам.

Развитие сети во всех сравниваемых вариантах рассматривается за один и тот же период времени.

Для системообразующих сетей расчетный период рекомендуется 10—15 лет, для распределительных — 5—10 лет.

При выборе схемы сетей для выдачи мощности электростанций, питания отдельных узлов потребления и других локальных задач электроснабжения расчетный период определяется сроками ввода и освоения мощности тех объектов, с которыми непосредственно связано сооружение рассматриваемой сети.

При анализе вариантов развития электрической сети, в которых сопоставляемые объекты существенно различаются по пропускной способности или мощности (например, при сравнении разных номинальных напряжений), расчетный период может быть увеличен сверх проектного до освое-

ния экономических параметров варианта сети большей пропускной способности. При этом в вариантах сети меньшей пропускной способности при необходимости учитываются дополнительные затраты на мероприятия по выравниванию вариантов за пределами проектного периода.

Сопоставляемые варианты должны соответствовать нормативным требованиям к *надежности электроснабжения*. Если уровень надежности по вариантам различается, но не ниже нормативной, выравнивать варианты по надежности не требуется.

Непосредственный учет надежности в расчетах эффективности рекомендуется в случаях:

- сопоставления различных мероприятий, предусматриваемых для обеспечения требуемой потребителем степени надежности;

- обоснования экономической целесообразности повышения надежности (степени резервирования) сверх нормативных требований.

Все экономические показатели сравниваемых вариантов должны определяться в ценах одного уровня по источникам равной достоверности.

При подготовке решения (рекомендации) по выбору наиболее эффективного варианта следует учитывать точность и достоверность исходной информации. В условиях рыночных отношений, и особенно, на переходном этапе к рыночной экономике такие показатели, как цены (тарифы), перспективные нагрузки потребителей, экономические нормативы (например, норматив дисконтирования) и др. зачастую не могут быть заданы однозначно. Поэтому основой для выбора варианта в ряде случаев должен служить не формально подсчитанный показатель оптимальности, а поле экономически приемлемых решений, ограниченное возможными изменениями показателей и экономических нормативов. Особенно важна проверка устойчивости результата при варьировании исходной информации для масштабных задач, требующих значительных затрат и больших сроков реализации.

Этапы подготовки инвестиционного проекта

На первом этапе выявляются возможные альтернативные варианты решения поставленной задачи. Например возможные схемы электропередачи, варианты номинального напряжения, состава оборудования, варианты реконструкции сети и т. п.

На втором этапе для каждого из отобранных вариантов рассчитываются технико-экономические показатели, оптимизируются основные технические параметры (конструкция и сечение проводов, плотность тока, число цепей и т. д.).

Оптимизация может проводиться с использованием простых или интегральных критериев.

Формируются исходные данные для последующих этапов.

На третьем этапе проверяются условия сопоставимости вариантов сети и при необходимости проводятся дополнительные расчеты (надежности, ущербов от перерыва электроснабжения) по приведению вариантов в сопоставимый вид.

На четвертом этапе проводится сравнение и выбор варианта проекта сначала предварительно на основе простых критериев, а для проектов, прошедших этот отбор, — по динамическим критериям без учета источников финансирования проекта. Расчеты можно выполнять в базисных (постоянных) ценах с использованием реальной ставки дисконта.

На пятом этапе для выбранного варианта рассчитываются финансово-экономические показатели, рассматриваются варианты финансирования выбранного проекта.

Для производителя важно:

подобрать наиболее эффективную схему финансирования строительства объекта;

определить соотношение собственного и заемного капиталов;

оценить доходность собственного капитала;

определить приемлемый уровень процентов за пользование кредитами;

выяснить возможный срок полного возврата кредитов и процентов по ним.

Состав ранее использованной исходной информации пополняется данными, характеризующими процесс финансирования, которые включают:

состав источников финансирования (доли собственного и заемного капиталов);

структуру финансирования капиталовложений развернутую во времени и по источникам финансирования;

условия кредитования (проценты за кредит);

схему погашения задолженности по кредитам (возврат кредита);

условия начисления дивидендов (размер и сроки выплаты) по привилегированным акциям (при использовании акционерного капитала);

схему распределения чистой прибыли предприятия;

динамический ряд индексов инфляции;

индекс общего изменения цен.

На основании всего комплекса исходных данных оценивается финансовая реализуемость проекта строительства или реконструкции сетей, составляются отчеты о движении наличности, прибыли, перспективный баланс проекта, рассчитываются и анализируются экономические и финансовые показатели хозяйственной деятельности, оценивается его финансовая устойчивость и платежеспособность. На данном этапе рекомендуется проводить расчеты денежных потоков в прогнозных ценах, а для определения показателей эффективности можно использовать расчетные цены и реальную ставку дисконта [1]. Расчетные цены получаются делением прогнозных цен на индекс общего изменения цен.

На заключительном этапе анализируется чувствительность показателей проекта к изменениям рыночной ситуации, в первую очередь, за счет колебаний цен на энергию, стоимости основных средств, стоимости рабочей силы, тарифов на энергетическую продукцию, экологических требований, банковских ставок и процентов по кредитам, налоговых ставок и льгот, изменений в системе налогообложения, отклонений от прогнозируемой потребности в электрической энергии, времени задержки платежей.

Кроме этого, анализируется чувствительность показателей к параметрам самого проекта: длительности строительства и выхода на режим нормальной эксплуатации.

Расчеты денежных потоков рекомендуется проводить в прогнозных ценах и для вычисления показателей использовать номинальную (включаящую инфляцию) ставку дисконта.

Особенности экономического обоснования технических решений в области электроэнергетики

При проведении экономических расчетов по сооружаемому электросетевому объекту (ВЛ и подстанций) следует учитывать ряд особенностей.

Первая заключается в том, что прибыль образуется в процессе производства, передачи, распределения и реализации электроэнергии, т.е. в результате совместного участия электростанций, электрических сетей и потребителя. Поэтому при определении эффективности капитальных вложений в электросетевые объекты должна учитываться часть общей прибыли энергосистемы от реализации электроэнергии.

Вторая особенность состоит в том, что по своему назначению электросетевые объекты могут быть подразделены на сооружаемые для:

1. Выдачи мощности электростанций.
2. Увеличения пропускной способности участков сети в связи с ростом перетоков.
3. Усиления электроснабжения узлов нагрузки и внешнего электроснабжения потребителей.
4. Сокращения потерь электроэнергии в сети.
5. Повышения надежности электроснабжения.

Практически каждый объект выполняет несколько из перечисленных функций. Основным фактором обоснования экономической эффективности для всех групп объектов 1—5 это возможность увеличения реализации электроэнергии потребителям и, как следствие, образование дополнительной прибыли в энергосистеме.

Как правило, сооружаемые объекты относятся к группам 1—3, для которых характерно, что ввод их приводит к увеличению пропускной способности сети. В результате обеспечивается передача дополнительной электроэнергии потребителям и образование прибыли в энергосистеме.

Сетевые объекты, специально сооружаемые для сокращения потерь или повышения надежности, на практике встречаются редко.

Определение эффективности капитальных вложений в объекты групп 4 и 5 сводятся к тому, что сокращение потерь или снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии соответствует увеличению реализации и, как следствие, увеличению прибыли в энергосистеме.

Стоимостная оценка результата сооружения электрической сети определяется по формуле

$$O_{pi} = T_3(j\mathcal{E} - \Delta\mathcal{E}) + \Delta\Pi. \quad (21.1)$$

Здесь T_3 — средневзвешенный тариф на электроэнергию в данной энергосистеме; j — доля стоимости реализации электроэнергии, относимая на электрическую сеть; $\mathcal{E}$ — дополнительное поступление электроэнергии в сеть, обусловленное сооружением электросетевого объекта; $\Delta\mathcal{E}$ — изменение потерь в сети; $\Delta\Pi$ — увеличение прибыли за счет повышения надежности и других факторов, влияющих на экономический эффект.

Численное значение стоимости электроэнергии принимается в долях (j) от тарифа, относимых на электрические сети. Для электрической сети в целом оценивается величиной $j = 0,3$. По сетям отдельных напряжений коэффициенты могут быть приняты по табл. 21.1. Показатели соответствуют соотношению средневзвешенных показателей капитальных вложений и себестоимости на выработку, передачу и распределение 1 кВт·ч электроэнергии.

Если проектируемый электросетевой объект предназначен для выдачи мощности электростанции или электроснабжения узла нагрузки, то $\mathcal{E}$ (21.1) соответствует электроэнергии, поступающей в данный объект (ВЛ, ПС), а $\Delta\mathcal{E}$ — потерям электроэнергии в этом объекте. Если объект сооружается в замкнутой сети и его ввод приводит к перераспределению потоков мощности на соседних участках сети, то $\mathcal{E}$ должно соответствовать дополнительной электроэнергии, которая будет поступать в рассматриваемый участок сети в связи с вводом проектируемого объекта, а $\Delta\mathcal{E}$ — изменению потерь в этой сети (с соответствующим знаком):

$$\Delta\mathcal{E} = \Delta\mathcal{E}'' - \Delta\mathcal{E}', \quad (21.2)$$

где $\Delta\mathcal{E}''$ — потери в сети после ввода объекта; $\Delta\mathcal{E}'$ — потери в сети до ввода объекта (без учета дополнительной передачи электроэнергии $\mathcal{E}$).

Увеличение прибыли ($\Delta\Pi$) может быть вызвано повышением надежности электроснабжения, обусловленным вводом электросетевого объекта (снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии или влияние договорно-

Таблица 21.1

Значения коэффициента j			
Номинальное напряжение электросетевого объекта или участка сети, кВ	750—500	330—220	110—35
Коэффициент j	0,04	0,09	0,17

го тарифа, зависящего от заданной надежности). На $\Delta\Pi$ могут воздействовать также другие факторы, например топливный эффект, возникающий в результате оптимизации режима электростанций, объединенных на параллельную работу сооружаемой сетью, снижение необходимой установленной мощности электростанций и т.п.

Особенностью расчета является учет затрат на транспорт электроэнергии. Эти затраты вычисляются в зависимости от назначения сетевого объекта (выдача мощности электростанции, межсистемные связи, распределительная сеть).

Планирование строительства

При определении планируемой продолжительности строительства исходят из утвержденных нормативных сроков (табл. 21.2). Нормы составлены для условий строительства в средней полосе европейской части России, для равнинной местности, в которой нет болот, гор и лесов. Если же строительство ведется в других районах или в условиях, усложняющих строительство, то нормативная продолжительность вычисляется перемножением нормы (см. табл. 21.2) на один или несколько коэффициентов (табл. 21.3).

Увеличение продолжительности строительства в условиях болот, гор, лесов, застроенной местности и вблизи действующих ВЛ легко вычислить, подсчитав по приведенным в табл. 21.3 формулам коэффициенты K_6 , K_7 , K_8 , K_9 и K_{10} . Территориальный коэффициент K_t определяется по спискам северных районов страны и местностей, приравненных к ним.

Если фактическая протяженность ВЛ отличается от значений, приведенных в табл. 21.2, то промежуточные значения находятся интерполяцией, а если длина линии выше указанного в таблице максимального значения — экстраполяцией.

В нормах учтено строительство ВЛ с опорами высотой 50 м, устанавливаемыми на переходах через реки, автомобильные и железные дороги, ЛЭП и другие препятствия. Продолжительность строительства переходов на специальных опорах высотой более 50 м определяется следующими нормативами:

Высота переходных опор, м	50—80	81—120	120 и более
Продолжительность строительства, мес	9	16	24

Продолжительность строительства ВЛ со специальными переходами и подстанциями устанавливается по наибольшей продолжительности одного из объектов строительства линии, перехода или подстанции.

Таблица 21.2

Нормы продолжительности строительства ВЛ 35—750 кВ

Характеристика линий			Продолжительность строительства, мес
Напряжение, кВ	Количество цепей, шт	Протяженность, км	
35	1—2	20	3
		40	4
		80	7
110—150	1	50	5
		100	6
		150	8
110—150	2	50	5
		100	7
		150	9
220	1	50	5
		100	6
		150	8
220	2	250	11
		50	5
		100	7
220	2	150	9
		250	13
330	1	100	6
		200	9
		400	15
500	1	100	7
		200	10
		400	17
750	1	600	24
		200	12
		300	16
		500	24
		700	30

Таблица 21.3

Поправочные коэффициенты к нормам продолжительности строительства ВЛ 35—750 кВ

Условие строительства	Длина участка, км	Коэффициент
Болота	$L_б$	$K_б = (1 + 0,7L_б)L_{вл}^*$
Горная и сильно пересеченная местность	$L_г$	$K_г = (1 + 0,6L_г)L_{вл}$
Лесная местность	$L_л$	$K_л = (1 + 0,5L_л)L_{вл}$
Города и участки промышленной застройки	$L_с$	$K_с = (1 + 0,1L_с)L_{вл}$
Вблизи объектов, находящихся под напряжением	$L_{пн}$	$K_{с} = (1 + 0,2L_{пн})L_{вл}$

* $L_{вл}$ — общая длина линии, км.

Основные финансово-экономические показатели для обоснования рациональных технических решений

Переход к рыночным отношениям в энергетике потребовал разработки новых методических подходов к определению экономической эффективности капитальных вложений.

В условиях рыночной экономики появляются различные формы собственности (государственная, акционерная, частная, смешанная). При этом могут использоваться следующие источники финансирования капитальных вложений:

- амортизационные отчисления на реновацию (простое воспроизводство);
- заемный капитал;
- привлечение средств потребителей (одна из форм акционирования капитала);
- прибыль, включаемая в тариф в процессе его регулирования;
- централизованное бюджетное финансирование (для определенного круга социальных, экологических и т.п. задач).

Перечисленные источники финансирования оказывают непосредственное или косвенное влияние на прибыль:

- при использовании заемного капитала в прибыли следует учитывать выплату процентов за кредит и погашение кредита;
- привлечение средств потребителей потребует выплаты им части прибыли в виде дивидендов;

включение объемов предстоящих капитальных вложений в прибыль непосредственно связывает тарифы с финансированием развития и совершенствования производства;

бюджетное финансирование может оказывать влияние на налоговую часть прибыли.

При проектировании строительства и реконструкции электрических сетей рассматривают и сравнивают несколько вариантов, являющихся взаимозаменяемыми (т. е. используемые для достижения одной и той же цели). Показатели оценки эффективности инвестиций (капиталовложений), представленные в табл. 21.4, можно разделить на две группы:

- простые или статические;
- динамические, использующие методы дисконтирования.

Статические показатели используются на начальной стадии выбора варианта. Простой срок окупаемости капитальных вложений получил широкое признание благодаря своей простоте и легкости расчета. Этот показатель довольно точно указывает степени риска проекта: чем больший срок необходим для возврата инвестированных сумм, тем вероятнее неблагоприятное развитие ситуации.

Цель данного метода состоит в определении продолжительности периода, в течение которого проект будет работать на «себя», т. е. как бы весь

Показатели оценки эффективности инвестиционных проектов

Показатель	Расчетная формула	
	Общий случай	Частный случай*
Статистический		
Простая норма прибыли (рентабельности) R_n	$R = \Pi_{\text{ч}t} / \sum_{t=0}^{t=t_c} K_t$	$R_n = \Pi_{\text{ч}t} / K$
Простой срок окупаемости $T_{\text{окп}}$	$\sum_{t=0}^{t=t_c} K_t = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{окп}}} (O_{\text{р}t} - H'_t - H_t) = \sum_{t=t_n}^{T_{\text{окп}}} (\Pi_{\text{ч}t} + I_{\text{ам}t})$	$T_{\text{окп}} = K / (\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}})$
Динамический		
Чистый дисконтированный доход $\mathcal{E}_d$	$\mathcal{E}_d = \sum_{t=0}^{T_p} (O_{\text{р}t} - H'_t - H_t - K_t + K_{\text{лик}})(1+E)^{-t}$	$\mathcal{E}_d = (\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}})D_s - K,$ $D_s = (1 - 1/(1+E)^{T_p})/E$
Эквивалентный аннуитет $\mathcal{E}_{\text{срг}}$	$\mathcal{E}_{\text{срг}} = \mathcal{E}_d / \sum_{t=0}^{T_p} (1+E)^{-t} = \mathcal{E}_d / D_s$	$\mathcal{E}_{\text{срг}} = \Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}} - K/D_s$
Внутренняя норма доходности $E_{\text{вн}}$	$\sum_{t=0}^{T_p} (O_{\text{р}t} - H'_t - H_t - K_t + K_{\text{лик}})(1+E_{\text{вн}})^{-t} = 0$	$D_s = K / (\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}});$ $T = T_p \Rightarrow E_{\text{вн}} \text{ по табл. 21.4}$

Окончание табл. 21.4

Показатель	Расчетная формула	
	Общий случай	Частный случай*
Дисконтированный срок окупаемости $T_{\text{ок}}$	$\sum_{t=0}^{T_{\text{ок}}} (O_{\text{р}t} - H'_t - H_t - K_t + K_{\text{лик}})(1+E)^{-t} = 0$	$D_s = K / (\Pi_{\text{ч}} + I_{\text{ам}});$ $E \Rightarrow T_{\text{ок}} \text{ по табл. 21.4 или}$ $T_{\text{ок}} = - \frac{\ln(1 - T_{\text{окп}} E)}{\ln(1 + E)}$
Дисконтированные (интегральные) затраты $\mathcal{Z}_d$	$\mathcal{Z}_d = \sum_{t=0}^{T_p} (H'_t + K_t - K_{\text{лик}t})(1+E)^{-t}$	$\mathcal{Z}_d = K + D_s H'$
Эквивалентные годовые расходы (приведенные затраты) $\mathcal{Z}_{\text{срг}}$	$\mathcal{Z}_{\text{срг}} = \mathcal{Z}_d / D_s$	$\mathcal{Z}_{\text{срг}} = K/D_s + H' \text{ или}$ $\mathcal{Z}_{\text{срг}} = EK + H, \text{ где}$ $H = H' + I_{\text{ам}}^{**}$
Удельные дисконтированные затраты $\mathcal{Z}_{\text{уд}}$	$\mathcal{Z}_{\text{уд}} = \mathcal{Z}_d / \sum_{t=0}^{T_p} V_t(1+E)^{-t}$	$\mathcal{Z}_{\text{уд}} = (K + D_s H') / VD_s = \mathcal{Z}_{\text{срг}} / V$

* Капитальные затраты проводятся в один год, технико-экономические показатели (объем производства, цены, эксплуатационные издержки) неизменны в течение всего жизненного цикла, ликвидная стоимость равна нулю.

** $I_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}d} K$, где $\alpha_{\text{ам}d}$ — дисконтированная норма амортизации, рассчитанная по формуле $\alpha_{\text{ам}d} = E / ((1+E)^{T_{\text{сл}}} - 1)$, доли; $T_{\text{сл}}$ для оборудования электрических сетей приведены в табл. 20.1.

Здесь t_c — срок завершения инвестиций (окончания строительства); t_n — момент начала производства; H'_t — суммарные эксплуатационные издержки без отчислений на реновацию (издержки на ремонты и обслуживание электрических сетей); $I_{\text{ам}t}$ — амортизационные отчисления на реновацию; $O_{\text{р}t}$ — стоимость реализованной продукции в год t ; H_t — налог на прибыль; $K_{\text{лик}t}$ — ликвидная стоимость сетей (несамортизированная стоимость основных фондов); K_t — величина инвестиций (в основные и оборотные фонды) в год t ; T_p — расчетный период или жизненный срок (включает срок строительства и эксплуатацию) лет; E — норматив дисконтирования, где V_t — отпуск продукции (электроэнергии) по годам расчетного периода; D_s — сумма коэффициентов дисконтирования (табл. 21.5).

Значения сумм коэффициентов дисконтирования

T, лет	Норма дисконтирования, %																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	25
1	0,990	0,980	0,971	0,962	0,952	0,943	0,935	0,926	0,917	0,909	0,901	0,893	0,885	0,877	0,870	0,862	0,855	0,847	0,840	0,833	0,800
2	1,970	1,942	1,913	1,886	1,859	1,833	1,808	1,783	1,759	1,736	1,713	1,690	1,668	1,647	1,626	1,605	1,585	1,566	1,547	1,528	1,440
3	2,941	2,884	2,829	2,775	2,723	2,673	2,624	2,577	2,531	2,487	2,444	2,402	2,361	2,322	2,283	2,246	2,210	2,174	2,140	2,106	1,952
4	3,902	3,808	3,717	3,630	3,546	3,465	3,387	3,312	3,240	3,170	3,102	3,037	2,974	2,914	2,855	2,798	2,743	2,690	2,639	2,589	2,362
5	4,853	4,713	4,580	4,452	4,329	4,212	4,100	3,993	3,890	3,791	3,696	3,605	3,517	3,433	3,352	3,274	3,199	3,127	3,058	2,991	2,689
6	5,795	5,601	5,417	5,242	5,076	4,917	4,767	4,623	4,486	4,355	4,231	4,111	3,998	3,889	3,784	3,685	3,589	3,498	3,410	3,326	2,951
7	6,728	6,472	6,230	6,002	5,786	5,582	5,389	5,206	5,033	4,868	4,712	4,564	4,423	4,288	4,160	4,039	3,922	3,812	3,706	3,605	3,161
8	7,652	7,325	7,020	6,733	6,463	6,210	5,971	5,747	5,535	5,335	5,146	4,968	4,799	4,639	4,487	4,344	4,207	4,078	3,954	3,837	3,329
9	8,566	8,162	7,786	7,435	7,108	6,802	6,515	6,247	5,995	5,759	5,537	5,328	5,132	4,946	4,772	4,607	4,451	4,303	4,163	4,031	3,463
10	9,471	8,983	8,530	8,111	7,722	7,360	7,024	6,710	6,418	6,145	5,889	5,650	5,426	5,216	5,019	4,833	4,659	4,494	4,339	4,192	3,571
11	10,368	9,787	9,253	8,760	8,306	7,887	7,499	7,139	6,805	6,495	6,207	5,938	5,687	5,453	5,234	5,029	4,836	4,656	4,486	4,327	3,656
12	11,255	10,575	9,954	9,385	8,863	8,384	7,943	7,536	7,161	6,814	6,492	6,194	5,918	5,660	5,421	5,197	4,988	4,793	4,611	4,439	3,725
13	12,134	11,348	10,635	9,986	9,394	8,853	8,358	7,904	7,487	7,103	6,750	6,424	6,122	5,842	5,583	5,342	5,118	4,910	4,715	4,533	3,780
14	13,004	12,106	11,296	10,563	9,899	9,295	8,745	8,244	7,786	7,367	6,982	6,628	6,302	6,002	5,724	5,468	5,229	5,008	4,802	4,611	3,824
15	13,865	12,849	11,938	11,118	10,380	9,712	9,108	8,559	8,061	7,606	7,191	6,811	6,462	6,142	5,847	5,575	5,324	5,092	4,876	4,675	3,859
16	14,718	13,578	12,561	11,652	10,838	10,106	9,447	8,851	8,313	7,824	7,379	6,974	6,604	6,265	5,954	5,668	5,405	5,162	4,938	4,730	3,887
17	15,562	14,292	13,166	12,166	11,274	10,477	9,763	9,122	8,544	8,022	7,549	7,120	6,729	6,373	6,047	5,749	5,475	5,222	4,990	4,775	3,910
18	16,398	14,992	13,754	12,659	11,690	10,828	10,059	9,372	8,756	8,201	7,702	7,250	6,840	6,467	6,128	5,818	5,534	5,273	5,033	4,812	3,928
19	17,226	15,678	14,324	13,134	12,085	11,158	10,336	9,604	8,950	8,365	7,839	7,366	6,938	6,550	6,198	5,877	5,584	5,316	5,070	4,843	3,942

Окончание табл. 21.5

T, лет	Норма дисконтирования, %																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	25
20	18,046	16,351	14,877	13,590	12,462	11,470	10,594	9,818	9,129	8,514	7,963	7,469	7,025	6,623	6,259	5,929	5,628	5,353	5,101	4,870	3,954
21	18,857	17,011	15,415	14,029	12,821	11,764	10,836	10,017	9,292	8,649	8,075	7,562	7,102	6,687	6,312	5,973	5,665	5,384	5,127	4,891	3,963
22	19,660	17,658	15,937	14,451	13,163	12,042	11,061	10,201	9,442	8,772	8,176	7,645	7,170	6,743	6,359	6,011	5,696	5,410	5,149	4,909	3,970
23	20,456	18,292	16,444	14,857	13,489	12,303	11,272	10,371	9,580	8,883	8,266	7,718	7,230	6,792	6,399	6,044	5,723	5,432	5,167	4,925	3,976
24	21,243	18,914	16,936	15,247	13,799	12,550	11,469	10,529	9,707	8,985	8,348	7,784	7,283	6,835	6,434	6,073	5,746	5,451	5,182	4,937	3,981
25	22,023	19,523	17,413	15,622	14,094	12,783	11,654	10,675	9,823	9,077	8,422	7,843	7,330	6,873	6,464	6,097	5,766	5,467	5,195	4,948	3,985
26	22,795	20,121	17,877	15,983	14,375	13,003	11,826	10,810	9,929	9,161	8,488	7,896	7,372	6,906	6,491	6,118	5,783	5,480	5,206	4,956	3,988
27	23,560	20,707	18,327	16,330	14,643	13,211	11,987	10,935	10,027	9,237	8,548	7,943	7,409	6,935	6,514	6,136	5,798	5,492	5,215	4,964	3,990
28	24,316	21,281	18,764	16,663	14,898	13,406	12,137	11,051	10,116	9,307	8,602	7,984	7,441	6,961	6,534	6,152	5,810	5,502	5,223	4,970	3,992
29	25,066	21,844	19,188	16,984	15,141	13,591	12,278	11,158	10,198	9,370	8,650	8,022	7,470	6,983	6,551	6,166	5,820	5,510	5,229	4,975	3,994
30	25,808	22,396	19,600	17,292	15,372	13,765	12,409	11,258	10,274	9,427	8,694	8,055	7,496	7,003	6,566	6,177	5,829	5,517	5,235	4,979	3,995
31	26,542	22,938	20,000	17,588	15,593	13,929	12,532	11,350	10,343	9,479	8,733	8,085	7,518	7,020	6,579	6,187	5,837	5,523	5,239	4,982	3,996
32	27,270	23,468	20,389	17,874	15,803	14,084	12,647	11,435	10,406	9,526	8,769	8,112	7,538	7,035	6,591	6,196	5,844	5,528	5,243	4,985	3,997
33	27,990	23,989	20,766	18,148	16,003	14,230	12,754	11,514	10,464	9,569	8,801	8,135	7,556	7,048	6,600	6,203	5,849	5,532	5,246	4,988	3,997
34	28,703	24,499	21,132	18,411	16,193	14,368	12,854	11,587	10,518	9,609	8,829	8,157	7,572	7,060	6,609	6,210	5,854	5,536	5,249	4,990	3,998
35	29,409	24,999	21,487	18,665	16,374	14,498	12,948	11,655	10,567	9,644	8,855	8,176	7,586	7,070	6,617	6,215	5,858	5,539	5,251	4,992	3,998
36	30,108	25,489	21,832	18,908	16,547	14,621	13,035	11,717	10,612	9,677	8,879	8,192	7,598	7,079	6,623	6,220	5,862	5,541	5,253	4,993	3,999
37	30,800	25,969	22,167	19,143	16,711	14,737	13,117	11,775	10,653	9,706	8,900	8,208	7,609	7,087	6,629	6,224	5,865	5,543	5,255	4,994	3,999
40	32,835	27,355	23,115	19,793	17,159	15,046	13,332	11,925	10,757	9,779	8,951	8,244	7,634	7,105	6,642	6,233	5,871	5,548	5,258	4,997	3,999

получаемый объем чистого дохода (суммы чистой прибыли и отчислений на реновацию) засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала.

Существенный недостаток этого метода — он не учитывает деятельность проекта за пределами срока окупаемости и, следовательно, не может применяться при сопоставлении вариантов, различающихся по продолжительности жизненного срока.

Более сложные (интегральные, динамические) — показатели, учитывающие фактор времени, в течение которого изменяются по годам инвестиции, эксплуатационные расходы, притоки и оттоки денежных средств, прогнозируемые темпы инфляции.

Наиболее часто используются ЧДД, внутренняя норма доходности, дисконтированный срок окупаемости.

Критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение или реконструкцию электрических сетей в соответствии с этим критерием является условие $\Xi_d > 0$.

Положительная величина ЧДД говорит о том, что инвестор вернет вложенный капитал, получит проценты в размере ставки дисконта и фактически стоимость в виде превышения поступлений над платежами (т. е. величина полученных процентов на капитал будет выше, чем в банке).

Нулевое значение предполагает, что инвестор вернет свой вложенный капитал с процентами, равными норме дисконта, т. е. ему равновыгодно вкладывать капитал в данный проект или в банк.

Отрицательное значение указывает на то, что инвестор вернет свой капитал (при положительном значении чистой прибыли), но с процентами меньшими, чем он получил бы в банке.

При сравнении нескольких вариантов выбирается вариант с наибольшей величиной ЧДД. Однако необходимо отметить, что величина ЧДД зависит от масштаба проекта, проявляющегося в «физических» объемах инвестиций и производства. Например при выборе напряжения сети ЛЭП более высокого напряжения потребует больших капиталовложений, однако может иметь и большую пропускную способность.

Отсюда следует естественное ограничение на применение этого метода при сравнении значительно различающихся по этой характеристике проектов: большее значение ЧДД не всегда будет соответствовать более эффективному варианту капиталовложений. Иначе говоря, такие варианты необходимо приводить в сопоставимый вид по производственному эффекту.

Внутренняя норма доходности характеризует коэффициент дисконтирования, при котором ЧДД равен нулю. Если величина внутренней нормы доходности данного проекта превышает норму дисконта, значит инвестор, вложивший в него деньги, получит больший процент, чем в банке. Сравнивать варианты по этому критерию можно при равенстве инвестиций и расчетного периода по вариантам.

Дисконтированный срок окупаемости в отличие от простого учитывает разновременность поступлений и расходов и величину процента на вложенный капитал. Он напрямую связан с нормой дисконта (чем выше норма, тем больше срок окупаемости) и равен жизненному сроку при норме дисконта, равной внутренней норме доходности. Кроме того, имеет тот же недостаток, что и простой срок окупаемости; при сравнении вариантов может использоваться как граничное условие для отсева проектов, не удовлетворяющих инвестора по этому критерию.

Показатель дисконтированных затрат удобно использовать при сравнении вариантов, имеющих одинаковый производственный эффект (объем реализованной продукции), а также вариантов проектов, вообще не сопровождающихся денежными поступлениями, например выбор типа осветительных приборов для помещения.

Если же имеем дело с проектами с разными жизненными сроками, то чтобы не выравнять варианты по этому показателю, лучше использовать эквивалентные среднегодовые затраты. В простейшем случае, когда инвестиции вкладываются в один год, поступления и расходы не меняются в течение жизненного срока, и ликвидная стоимость равна нулю, этот показатель представляет собой годовые приведенные затраты, но с дисконтированной нормой амортизации.

В том случае, когда невозможно или сложно привести варианты к одному производственному эффекту, можно использовать критерий **удельных затрат**.

Сравнительная характеристика методов оценки эффективности и области их применения для сопоставления вариантов приведены в табл. 21.6.

Рассмотрим пример технико-экономического сопоставления вариантов проекта, используя приведенные выше показатели.

Пример. Предположим, что сравниваются два варианта развития районной сети. Вариант А требует первоначальных инвестиций $K = 1000$ млн. руб., издержек на обслуживание и ремонт $I' = 200$ млн. руб/год, амортизационные отчисления $I_{ам} = 50$ млн. руб/год. В варианте В первоначальные инвестиции $K = 2000$ млн. руб., издержки на обслуживание и ремонт $I' = 75$ млн. руб/год, амортизационные отчисления $I_{ам} = 100$ млн. руб/год. Срок эксплуатации обоих вариантов 20 лет, объем реализованной продукции $O_p = 450$ млн. руб/год. Налог на прибыль для упрощения расчетов примем $H_{np} = 0$.

Результаты расчетов сопоставления вариантов представлены в табл. 21.7.

Расчет показателей проведен по формулам, представленным в табл. 21.4, для частного случая. Значения сумм коэффициента дисконтирования определяем по табл. 21.5. Так, $D_s = 8,514$ для $T_p = 20$ годам и $E = 10\%$.

Внутренняя норма доходности находится по той же таблице: для варианта А — $D_s = 1000/(450 - 200) = 4,0$; по табл. 21.5 для $T_p = 20$ находим, двигаясь по горизонтали, $D_s = 4,0$ (ближайшее значение 3,954) чему соответст-

Характеристика методов обоснования технических решений

Показатель	Область применения при сопоставлении вариантов	Ограничения применения (недостатки)	База для сравнения
Статический			
Простая норма прибыли (рентабельности) R_n	Предварительный отбор проектов для дальнейшего анализа	Накопленная амортизация должна быть достаточна для замены выбывающего оборудования без дополнительных вложений Показатель ориентирован на оценку инвестиций на основе дохода, а не денежных поступлений	Стандартный уровень рентабельности для инвестора
Простой срок окупаемости $T_{ок п}$	Предварительный отбор проектов Оценка степени рисковости проекта	Не учитывает денежные поступления после окончания срока окупаемости Все сопоставляемые проекты должны иметь одинаковый жизненный срок	Принемлемый для инвестора срок окупаемости
Динамический			
Чистый дисконтированный доход Δ_d	Выбор вариантов по максимуму Δ_d	Характеризует рост ценности фирмы за счет реализации проекта инвестиций, но не дает понятия об относительной величине этого роста Нельзя использовать для сравнения значительно различающихся по масштабу проектов Требуется также выравнивание вариантов по жизненному сроку	$\Delta_d > 0$

Окончание табл. 21.6

Показатель	Область применения при сопоставлении вариантов	Ограничения применения (недостатки)	База для сравнения
Эквивалентный аннуитет $\Delta_{ср г}$	Выбор вариантов по максимуму $\Delta_{ср г}$	Используется для сравнения вариантов с разным жизненным сроком без выравнивания вариантов по этому показателю	$\Delta_{ср г} > 0$
Внутренняя норма доходности $E_{вн}$	Выбор вариантов по максимуму $E_{вн}$	Используется для сравнения при равной сумме инвестиций и одинаковом жизненном сроке	Принемлемый для инвестора уровень доходности
Дисконтированный срок окупаемости $T_{ок}$	Выбор вариантов по минимуму $T_{ок}$	Не учитывает денежные поступления после окончания срока окупаемости Все сопоставляемые проекты должны иметь одинаковый жизненный срок	Принемлемый для инвестора срок окупаемости
Дисконтированные (интегральные) затраты Δ_d	Выбор вариантов по минимуму Δ_d	Используется для сравнения при одинаковом жизненном сроке и производственном эффекте	—
Эквивалентные годовые расходы (приведенные затраты) $\Delta_{ср г}$	Выбор вариантов по минимуму $\Delta_{ср г}$	Используется для сравнения при одинаковом производственном эффекте и разном жизненном сроке	—
Удельные дисконтированные затраты $\Delta_{уд}$	Выбор вариантов по минимуму $\Delta_{ср г}$	Позволяет сравнивать варианты с разным жизненным сроком и производственным эффектом	—

Таблица 21.7

Результаты сопоставления вариантов по разным критериям

Показатель	Вариант А		Вариант Б	
	$E = 0,1$	$E = 0,15$	$E = 0,1$	$E = 0,15$
Чистый дисконтированный доход	1128,5	564,7	1192	347
Эквивалентный аннуитет	132,5	90,2	140	55,6
Внутренняя норма доходности	24,9%		18,25%	
Простой срок окупаемости	4,0		5,3	
Дисконтированный срок окупаемости	5,4	6,57	7,9	11,4
Дисконтированные (интегральные) затраты	2702	2252	2638	2469
Эквивалентные годовые расходы	317,5	367,5	310	410
Приведенные затраты*	350	400	375	475
Приведенные затраты с дисконтированной амортизацией	317,5	367,5	310	410

* По старой методике

уется по вертикали значение $E = 25$ (при интерполяции 24,9), которое и является внутренней нормой доходности $E_{\text{вн}}$.

Дисконтированный срок окупаемости находится также по табл. 21.5, но в обратном порядке: для $E = 10\%$ находим по вертикали $D_s = 4,0$ (ближайшие значения 3,791 для $T = 5$ лет и 4,355 для $T = 6$ лет), проинтерполировав, получаем $T = T_{\text{ок}} = 5,4$ года. Точнее можно рассчитать по формуле (см. табл. 21.4) для $T_{\text{ок п}} = 1000/250 = 4,0$ и $E = 10\%$.

Проанализируем результаты.

При сравнении по старой методике (годовым приведенным затратам) получается, что вариант А выгоднее варианта В на $\frac{375 - 350}{350} 100 = 7,1\%$.

При сравнении по ЧДД, эквивалентному аннуитету, дисконтированным затратам и эквивалентным годовым расходам — выгоднее вариант В:

Показатель	А Б	Выгода, %
$\mathcal{E}_д$	1128,5 < 1192	5,7
$\mathcal{E}_{\text{ср г}}$	132,5 < 140	5,7
$\mathcal{Z}_д$	2702 > 2638	2,3
$\mathcal{Z}_{\text{ср г}}$	317,5 > 310	2,3

В то же время внутренняя норма доходности выше и срок окупаемости ниже в варианте А.

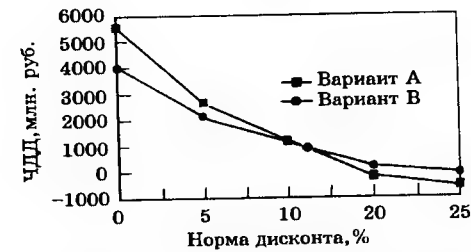


Рис. 21.1. Зависимость оценки проектов по ЧДД от коэффициента дисконтирования

Таким образом, получается ситуация, когда разные критерии дают разный ответ. Рассмотрим подробнее данную ситуацию, так как на практике они возникают довольно часто. Из анализа табл. 21.7 видно, что при норме дисконта $E = 15\%$ по всем показателям выгоднее вариант А. На рис. 21.1 представлена зависимость чистого дисконтированного дохода от нормы дисконта.

Графики вариантов А и В имеют точку пересечения при $E = 11,2\%$ (в литературе называют точкой Фишера по имени известного экономиста, проанализировавшего этот аспект инвестиционных расчетов), т.е. при ставке дисконтирования $E = 11,2\%$ оба варианта равно экономичны. Если ставка дисконта задается больше 11,2 % (например, в нашем расчете 15 %) выгоднее вариант А (его график в этом диапазоне проходит выше). При ставках дисконта менее 11,2 % (в нашем расчете 10 %) выгоднее вариант В.

Таким образом, при норме дисконтирования $E = 10\%$ следует выбрать вариант В. Как быть с тем, что в рассматриваемом варианте ниже показатель внутренней нормы доходности и выше срок окупаемости? Дело в том, что, как уже отмечалось выше, этот показатель можно использовать для сравнения равных инвестиций.

Если выравнивать варианты по объему инвестиций (добавим капиталовложения 1000 млн. руб. и соответствующие расходы к варианту А), то получим разный производственный эффект. Условие сопоставимости для показателя ЧДД нарушается, а это очень важный момент для расчетов при выборе вариантов сетей. Так, в силу специфики энергетической отрасли можем передать потребителю только то количество энергии, которое он способен потребить. Исключением считается случай, когда рассматривается межсистемная связь между двумя энергосистемами, из которых приемная дефицитна и может принять всю передаваемую энергию.

Кроме того, показатель внутренней нормы доходности предполагает реинвестирование чистой прибыли и амортизационных отчислений по ставке $E = E_{\text{вн}}$, что не всегда реально (в нашем примере ставка дисконта $E = 10\%$, т.е. именно 10 % могут дать банки при вложении средств на депозит), полученная же величина 24,9 % означает, что предполагается реинвестировать (вложить) полученную прибыль и амортизацию под 24,9 %. Таким образом, этот показатель в данном примере может служить

только как граничное условие $E_{\text{вн}} > E$, и оба варианта удовлетворяют этому условию.

Срок окупаемости также имеет существенный недостаток — не учитывает поступления и расходы после него. В варианте В сумма чистой прибыли и амортизации существенно выше и будет приносить доход еще в течение 12 лет после срока окупаемости, т. е. такой критерий может быть использован только как граничное условие $T_{\text{ок}} < T_3$, и оба варианта также удовлетворяют этому условию.

Отсюда можно сделать выводы:

при сравнении вариантов строительства и реконструкции электрических сетей при равенстве производственного эффекта и жизненного срока необходимо использовать показатели чистого дисконтированного дохода или дисконтированных затрат;

при сравнении вариантов с разным жизненным сроком — показатель эквивалентного аннуитета или эквивалентных затрат, а в частном случае — показатель годовых приведенных затрат с дисконтированной амортизацией;

если расчет проводился по затратам (дисконтированным или эквивалентным) для выбранного варианта необходимо проверить внутреннюю норму доходности и дисконтированный срок окупаемости (если проект не проходит по этим показателям, а его необходимо осуществить, требуется поставить вопрос о повышении тарифов или пересмотре доли тарифа, входящей на электрические сети).

21.2. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ И ФИНАНСОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Пример расчета экономической эффективности инвестиций в реконструкцию подстанции с целью замены трансформаторов, отработавших срок службы

При оценке эффективности реконструкции и технического перевооружения электросетевых объектов в условиях перехода отрасли на рыночные отношения следует учитывать возможность различных подходов к решению целесообразности такого мероприятия. Это связано с конкретными случаями реконструкции подстанций и линий:

цель реконструкции — замена физически и морально устаревшего трансформатора, установка источников реактивной мощности на действующей подстанции; в качестве альтернативы реконструкции на электростанции может быть рассмотрена установка дополнительной мощности, по величине соответствующая экономии мощности, получаемой от указанных мероприятий;

цель реконструкции — установка дополнительного трансформатора или перевод подстанции на более высокое напряжение; в качестве альтернативы могут быть приняты варианты сооружения новой подстанции;

цель реконструкции — развитие распределительных устройств подстанции для дополнительного присоединения; затраты на этот вид реконструкции сопоставляются с приростом результата, вызванного инвестициями в проведение указанного мероприятия.

Оценка степени морального износа электротехнического оборудования и определение экономической эффективности их замены — важнейшая задача современного этапа развития отрасли. В ряду электротехнического оборудования особое место занимают силовые трансформаторы.

Значительное количество крупных силовых трансформаторов были включены в работу в начале 1950—1960 гг., характеризующихся формированием энергообъединений и расширением зоны централизованного электроснабжения. В связи с этим большое количество крупных силовых трансформаторов, включенных в работу в этот период, в настоящее время насчитывают срок службы более 35—40 лет.

Таблица 21.8

Техико-экономические показатели вариантов

Показатель	До реконструкции (действующие трансформаторы)	После реконструкции (новые трансформаторы)
Установленная трансформаторная мощность, МВ · А	2×10	2×10
Число часов потерь электроэнергии Т, ч/год:		
постоянных	8000	8000
переменных	4000	4000
Потери мощности в двух трансформаторах, кВт:		
холостого хода	77	28
короткого замыкания	195	120
Расход электроэнергии на потери в трансформаторах, тыс. кВт · ч	998	459
Годовые эксплуатационные затраты, тыс. руб/год	59,4	35,4
Количество электроэнергии, трансформируемое с шин 110 кВ на 10 кВ, млн. кВт · ч	56	56
Себестоимость передачи электроэнергии, коп/кВт · ч	0,105	0,063

Ниже рассматривается целесообразность замены трансформаторов, отработавших нормативный срок службы в одной из территориальных энергосистем России.

Пример. На одной из подстанций 110 кВ энергосистемы находятся в работе два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 10 МВ · А каждый, отработавших нормативный срок службы (30 лет). Трансформаторы разработаны в соответствии с ГОСТ 404-41. Исследуется целесообразность замены указанных трансформаторов на новые, разработанные по современному ГОСТ и имеющие лучшие технико-экономические характеристики, в том числе потери мощности и соответственно энергии. На рассматриваемой подстанции практически не наблюдается роста нагрузок, отчетное значение загрузки в максимум нагрузки подстанции составляет 65—70%.

Все расчеты ведутся условно в ценах и стоимостных показателях 1991 г. Основные технико-экономические показатели действующих и новых трансформаторов приведены ниже (табл. 21.8).

Статические показатели эффективности реконструкции

Суммарный объем инвестиций в проведение замены трансформаторов $K = 120$ тыс. руб.

При неизменном объеме реализации электроэнергии в сеть потребителя до и после проведения реконструкции прирост прибыли будет равен снижению эксплуатационных издержек после замены трансформаторов:

$$I_c - I_n = 59,4 - 35,4 = 24 \text{ тыс. руб/год.}$$

Рентабельность инвестиций при этом составит

$$R = \frac{I_c - I_n}{K} 100\% = 20\%. \quad (21.3)$$

Динамические показатели эффективности

Рассматривается тот же случай реконструкции подстанции. Условие, при котором дальнейшая эксплуатация старых трансформаторов оказывается экономически нецелесообразной, может быть записано в следующем виде:

$$Z_c > Z_n, \quad (21.4)$$

где Z_c — суммарная величина дисконтированных затрат за расчетный период без замены трансформаторов; Z_n — суммарная величина дисконтированных затрат за расчетный период с заменой трансформаторов.

Суммарная величина дисконтированных затрат по эксплуатации на подстанции старых трансформаторов за расчетный период T_p :

$$Z_c = \sum_{i=1}^3 Z_{ci}. \quad (21.5)$$

Здесь Z_{c1} — затраты непосредственно на подстанцию; Z_{c2} — затраты, связанные с выравниванием вариантов по надежности электроснабжения из-за разной величины аварийности трансформаторов; Z_{c3} — затраты, учитывающие разный срок службы альтернативных вариантов; E — норматив приведения разновременных затрат, численно равный банковской ставке.

Формула (21.5) в развернутом виде:

$$Z_c = \sum_{i=1}^{T_{\text{эп}}} I''_{ci} (1+E)^{-i} + \sum_{i=1}^{T_{\text{эп}}} Y (1+E)^{-i} + \sum_{i=1}^{T_p} (K'_{ni} + I'_{ni} - L'_{ni}) (1+E)^{-i}, \quad (21.6)$$

где I''_{ci} — ежегодные издержки эксплуатации старых трансформаторов, подсчитанные без отчислений на реновацию; Y — штрафы от недоотпуска электроэнергии (аварийность старых трансформаторов в среднем на 20% выше, чем у современных трансформаторов); K'_{ni} — капиталовложения в новые трансформаторы, осуществленные из-за физического старения старых, отработавших сверхнормативный срок службы $T_{\text{эп}}$; L'_{ni} — ликвидационное сальдо в случае, если расчетный период меньше амортизационного периода новых трансформаторов; I'_{ni} — ежегодные издержки эксплуатации новых трансформаторов без отчислений на реновацию.

Замена трансформаторов осуществляется исключительно из-за морального их старения. Суммарная величина дисконтированных затрат по замене действующих физически годных трансформаторов из-за морального старения на новые с соответственно лучшими технико-экономическими характеристиками за расчетный период определяется по формуле

$$Z_n = \sum_{i=1}^{T_p} (K_{ni} + I''_{ni} - L_{ni} + K_{di}) (1+E)^{-i}, \quad (21.7)$$

где Z_n — суммарная величина дисконтированных затрат по замене действующих трансформаторов за расчетный период; K_{ni} — капиталовложения в новые трансформаторы, устанавливаемые взамен действующих; L_{ni} — ликвидная стоимость, учитывающая стоимость черного проката и обмоточного провода; K_{di} — стоимость демонтажа действующих трансформаторов; I''_{ni} — издержки эксплуатации новых трансформаторов без отчислений на реновацию.

В первом варианте трансформаторы заменяются на новые сразу. Во втором через 15 лет после их полного физического старения. Указанное бывает

Расчет дисконтированных затрат по вариантам

№ п/п	Наименование	Всего	Годы												
			1	2	3	4	...	15	16	17	...	26	27	28	29
1	ПЕРВЫЙ ВАРИАНТ														
1.1	Установленная мощность, МВ · А	(2×10 новые)	120												
1.2	Суммарный объем инвестиций, тыс. руб.	—	—	12,4	12,4	12,4		12,4	12,4	12,4		12,4	12,4	12,4	12,4
1.3	Эксплуатационные издержки, тыс. руб.	—	—	23	23	23		23	23	23		23	23	23	23
1.4	Стоимость потерь энергии, тыс. руб.	—	—	0,826	0,751	0,683		0,239	0,218	0,198		0,084	0,076	0,069	0,063
1.5	Коэффициент дисконтирования	410,2	109,0	29,2	26,6	24,2		8,5	7,7	7,0		3,0	2,7	2,4	2,2
1.6	Суммарные затраты, тыс. руб.		109,0	138,2	164,8	189,0		345,8	353,5	360,5		401,1	403,8	406,2	408,2
1.7	То же нарастающим итогом, тыс. руб.														
2	ВТОРОЙ ВАРИАНТ														
2.1	Установленная мощность, МВ · А	(2×10 старые)	120												
2.2	Суммарный объем инвестиций, тыс. руб.	—	—	9,4	9,4	9,4		12,4	12,4	12,4		12,4	12,4	12,4	12,4
2.3	Эксплуатационные издержки, тыс. руб.	—	—	50,0	50,0	50,0		23,0	23,0	23,0		23,0	23,0	23,0	23,0
2.4	Стоимость потерь энергии, тыс. руб.	—	—	0,909	0,826	0,751		0,239	0,218	0,198		0,084	0,076	0,069	0,063
2.5	Коэффициент дисконтирования	535,5	54,0	49,1	44,6	40,6		37,1	7,7	7,0		3,0	2,7	2,4	2,2
2.6	Суммарные затраты, тыс. руб.		54,0	103,1	147,1	108,3		385,2	404,2		5	529,5	532,2	534,6	536,8
2.7	То же нарастающим итогом, тыс. руб.														

связано с тем, что после 35—40 лет службы происходит авария, требующая капитального ремонта, соразмерного по стоимости замене на новые.

Технико-экономические показатели старых и новых трансформаторов приведены в табл. 21.8.

В расчете не учитывалось снижение надежности и стоимость в альтернативном варианте цветных металлов (ликвидная стоимость). Результаты сравнения вариантов даны в табл. 21.9.

Из результатов расчетов интегральные приведенные затраты за расчетный период по вариантам соответственно 408,2 и 536,8 тыс. руб.

Таким образом, применительно к условиям рассматриваемого примера целесообразнее заменить на подстанции 110 кВ морально устаревшие трансформаторы. Это может обеспечить снижение потерь мощности и энергии соответственно на 49 кВт при холостом ходе, 75 кВт нагрузочных потерь (короткого замыкания) и 539 кВт · ч ежедневно.

Выбор номинального напряжения и числа цепей ВЛ межсистемной электропередачи

Две объединенные электроэнергетические системы*, расположенные в европейской части РФ, предполагается связать межсистемной электропередачей с целью их дальнейшего развития и повышения экономичности совместной работы. В обеих энергосистемах системообразующими связями считаются ВЛ напряжением 500 кВ. Однако в первой, избыточной системе, в связи с широким строительством АЭС началось сооружение сетей номинального напряжения 750 кВ. Вторая система дефицитная, поэтому в нормальных режимах работы энергосистем изменение направления потока мощности по межсистемной связи не предусматривается.

Расстояние между ближайшими крупными подстанциями систем с высшим номинальным напряжением 500 кВ, которые могут рассматриваться как концевые подстанции межсистемной связи, составляет 725 км с учетом условий прохождения трассы ВЛ по местности, относящейся к I и II гололедным районам и ко II и III ветровым районам (средняя годовая температура + 5°). Вблизи трассы на расстоянии 100—115 км от приемной подстанции планируется строительство промышленной зоны, причем суммарная мощность потребления возникающего района составит на перспективу 500 МВт. Ввиду сказанного, предполагается сооружение промежуточной подстанции на трассе электропередачи в пункте, удаленном на 115 км от ее конца, с потребляемой мощностью на низшем напряжении 50 МВт при $\cos\varphi = 0,92$. Остальная мощность $500 - 50 = 450$ МВт должна быть передана на расстояние 60 км к районной понижающей подстанции, имеющей на низшем напряжении нагрузку 70 МВт при $\cos\varphi = 0,9$.

* Данная задача подробно рассмотрена в [2].

На основании технико-экономических расчетов величина мощности, которая должна передаваться по межсистемной связи от избыточной энергосистемы, оценена в 1900 МВт.

Подробный расчет выбора состава оборудования, сечения проводов, числа цепей и потерь электроэнергии проведен в [2].

Для технико-экономического сопоставления отобраны два варианта сооружения ЛЭП на участке 610 км:

одноцепная ВЛ 750 кВ;

двухцепная ВЛ 500 кВ.

В табл. 21.10 и 21.11 представлены результаты расчета капиталовложений и потерь энергии по сравниваемым вариантам, причем участки ЛЭП 115 км двухцепные на 500 кВ одинаковые в обоих вариантах в затраты не включены. Капитальные затраты определены по укрупненным показателям [3] с учетом коэффициента-дефлятора 10000 для приведения к ценам 1995 г. Методика расчета капитальных затрат по укрупненным показателям подробно изложена в гл. 18. Потери электроэнергии найдены для режима нормальной эксплуатации, т.е. на десятый год эксплуатации. В рассмотренном примере нагрузочные потери в годы до выхода на режим нормальной эксплуатации приближенно приняты пропорционально квадрату нагрузки. Методика расчета потерь в элементах электрической сети изложена в гл. 20.

Таблица 21.10

Капитальные затраты		
Составляющие капитальных затрат	Капитальные вложения, млрд. руб.	
	Одноцепная ВЛ 750 кВ	Двухцепная ВЛ 500 кВ
Линии длиной 610 км (опоры стальные с оттяжками)	591,70	756,40
Линии длиной 60 км (опоры железобетонные)	58,08	34,92
Итого по ЛЭП	649,78	791,32
Шунтирующие реакторы	38,00	22,80
Автотрансформаторы электропередачи	100,19	22,601
Трансформаторы районной подстанции	19,40	4,02
Выключатели		
750 кВ	85,00	—
500 кВ	38,00	114,00
220 кВ	5,20	18,20
Синхронные компенсаторы	10,20	
Постоянная часть	188,00	15,40
Итого по подстанции	483,99	197,021
Всего	1133,77	988,341

Таблица 21.11

Составляющая потерь энергии	Потери энергии, МВт · ч			
	Одноцепная ВЛ 750 кВ		Двухцепная ВЛ 500 кВ	
	нагрузочные	постоянные	нагрузочные	постоянные
Линия 610 км	276600	64660	397850	32061
Линия 60 км	3678	6302	31956	—
Автотрансформаторы	12267	16293	*	6570
Синхронные компенсаторы	13796	—	18464	—
Итого	306341	87255	448270	38631

* Нагрузочные потери ничтожно малы, ими можно пренебречь.

Таблица 21.12

Составляющая издержек	Амортизационные отчисления, млрд. руб.		Издержки на эксплуатацию и ремонт, млрд. руб.		Остаточная стоимость, млрд. руб.	
	ВЛ 750 кВ		ВЛ 500 кВ		ВЛ 750 кВ	
	ВЛ 750 кВ	ВЛ 500 кВ	ВЛ 750 кВ	ВЛ 500 кВ	ВЛ 750 кВ	ВЛ 500 кВ
ЛЭП	12,9	15,8	5,2	6,3	389,8	316,5
Подстанции	23,7	9,6	23,7	9,6	58,1	23,6
Итого	36,7	25,4	28,9	15,9	447,9	340,1

Сроки сооружения ЛЭП приняты согласно нормативам на строительство, приведенным в табл. 21.1. Распределение капиталовложений по годам принято равномерное.

Последовательность сооружения участков электропередачи:

в двухцепном варианте 500 кВ — сооружение сначала одной цепи 500 кВ длиной 610 км и вместе с ней одной цепи 500 кВ протяженностью 115 км, а также сооружение одновременно двухцепной ВЛ 220 кВ длиной 60 км. При этом передаваемая мощность может составить половину от наибольшей — 950 МВт. Вся заданная мощность может быть передана после сооружения вторых цепей соответственно 610 и 115 км, сроки сооружения которых согласованы с темпами роста нагрузок потребителей приемной системы и промежуточной подстанции;

в одноцепном варианте (ВЛ 750 кВ длиной 610 км) ограничение передаваемой мощности может возникнуть, если на 1 этапе ограничиться сооружением одноцепной ВЛ длиной 115 км; ВЛ 500 кВ длиной 60 км сразу имеет двухцепное исполнение;

в обоих вариантах возможен ущерб от недоотпуска электроэнергии вследствие аварийного отключения линий длиной 610 км (в варианте 750 кВ — в течение всего периода эксплуатации, а в варианте 500 кВ — до ввода второй цепи), величина удельного ущерба принята 123 руб/кВт · ч, математическое ожидание аварийного недоотпуска по [3] составляет 0,00415 или

Расчет дисконтированных затрат по одиоцепной ЛЭП 750 кВ

Год	Капиталовложения, млрд. руб.	Издержки на ремонт и обслуживание, млрд. руб.	Коэффициент роста нагрузок	Потери энергии, млн. кВт·ч			Стоимость потерь, млрд. руб.	Издержки суммарные, млрд. руб.	Ущерб от недоотпуска, млрд. руб.	Затраты суммарные, млрд. руб.	Дисконтированные затраты, млрд. руб.	Интегральные затраты, млрд. руб.
				нагрузочные	постоянные	Всего						
0	113,377	—	—	—	—	—	—	—	—	113,4	113,4	113,4
1	566,885	—	—	—	—	—	—	—	—	566,9	515,4	628,7
2	453,508	—	—	—	—	—	—	—	—	453,5	374,8	1003,5
3	—	28,914	0,400	49,0	87,255	136,3	34,1	63,0	2,293	65,3	49,0	1052,6
4	—		0,475	69,1		156,4	39,1	68,0	2,723	70,7	48,3	1100,9
5	—		0,550	92,7		179,9	45,0	73,9	3,153	77,0	47,8	1148,7
6	—		0,625	119,7		206,9	51,7	80,6	3,583	84,2	47,5	1196,3
7	—		0,700	150,1		237,4	59,3	88,3	4,013	92,3	47,3	1243,6
8	—		0,760	176,9		264,2	66,0	95,0	4,357	99,3	46,3	1289,9
9	—		0,820	206,0		293,2	73,3	102,2	4,701	106,9	45,3	1335,3
10	—		0,880	237,2		324,5	81,1	110,0	5,045	115,1	44,4	1379,7
11	—		0,940	270,7		357,9	89,5	118,4	5,389	123,8	43,4	1423,0
12	—		1,000	306,3		393,6	98,4	127,3	5,733	133,0	42,4	1465,4
13	—										38,5	1504,0
14	—										35,0	1539,0
15	—										31,9	1570,9
16	—										29,0	1599,8
17	—										26,3	1626,1
18	—										23,9	1650,1
19	—										21,8	1671,8
20	- 447,947									- 314,9	- 46,8	1625,0
Итого	1133,77	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1625,0	—

Таблица 21.14

Расчет дисконтированных затрат по двухцепной ЛЭП 500 кВ

Год	Капиталовложения, млрд.руб.	Издержки на ремонт и обслуживание, млрд.руб.	Коэффициент роста нагрузок	Потери энергии, млн. кВт·ч			Стоимость потерь, млрд.руб.	Издержки суммарные, млрд.руб.	Ущерб от недоотпуска, млрд.руб.	Затраты суммарные, млрд.руб.	Дисконтированные затраты, млрд.руб.	Интегральные затраты, млрд.руб.
				нагрузочные	постоянные	Всего						
0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1	247,0853	—	—	—	—	—	—	—	—	247,1	224,6	224,6
2	266,8521	—	—	—	—	—	—	—	—	266,9	266,9	491,5
3	266,8521	8,198	0,400	286,9	19,316	306,2	76,6	84,8	2,293	353,9	265,9	757,4
4	207,5516	12,618	0,475	404,6	38,631	423,9	106,0	118,6	2,723	328,9	224,6	982,0
5	15,985		0,550	135,6		174,2	43,6	59,5	—	59,5	37,0	1019,0
6			0,625	175,1		213,7	53,4	69,4	—	69,4	39,2	1058,1
7			0,700	219,7		258,3	64,6	80,6	—	80,6	41,3	1099,5
8			0,760	258,9		297,6	74,4	90,4	—	90,4	42,2	1141,6
9			0,820	301,4		340,0	85,0	101,0	—	101,0	42,8	1184,5
10			0,880	347,1		385,8	96,4	112,4	—	112,4	43,3	1227,8
11			0,940	396,1		434,7	108,7	124,7	—	124,7	43,7	1271,5
12			1,000	448,3		486,9	121,7	137,7	—	137,7	43,9	1315,4
13											39,9	1355,3
14											36,3	1391,5
15											33,0	1424,5
16											30,0	1454,5
17											27,2	1481,7
18											24,8	1506,5
19											22,5	1529,0
20	— 340,171								— 202,5	— 30,1	1498,9	
Итого	988,341	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1498,9	—

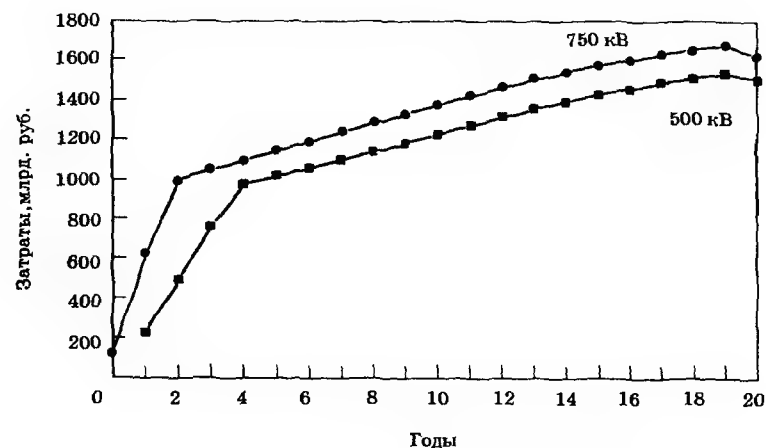


Рис. 21.2. Распределение интегральных затрат

46,7 млн. кВт·ч в нормальном режиме, в остальные годы принята пропорционально нагрузке.

Результаты расчета эксплуатационных издержек и остаточной стоимости на 20-й год эксплуатации объектов приведены в табл. 21.12. Нормы амортизации ЛЭП и подстанций, необходимые для расчета этих показателей, представлены в табл. 20.1.

На основании результатов расчета (см. табл. 21.13, 21.14 и рис. 21.2) можно сделать вывод, что вариант электропередачи на 750 кВ дороже на 8,5%. Следовательно, к дальнейшему рассмотрению принимается вариант строительства межсистемной связи из двух цепей 500 кВ. Для этого варианта составим бизнес-план и оценим финансовые показатели.

Вопросы для повторения

1. Какая исходная информация необходима для оценки эффективности инвестиционного проекта?
2. Какова взаимосвязь между чистым дисконтированным доходом, внутренней нормой доходности и нормативом дисконтирования?
3. Какие методы оценки эффективности лучше использовать при сравнении различающихся по масштабу проектов?
4. Какие методы эффективности используются при сравнении проектов с разным жизненным циклом?
5. Как определяется величина норматива дисконтирования при разной структуре капитала?
6. Назовите методы учета риска и неопределенности исходной информации при оценке эффективности.

Глава 22

РАЗРАБОТКА БИЗНЕС-ПЛАНА ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Цели разработки проекта

В настоящем примере рассмотрен бизнес-план строительства межсистемной связи — ЛЭП 500 кВ. При сопоставлении вариантов связи (см. табл. 21.13 и 21.14) не учитывались участки ЛЭП, одинаковые для обоих вариантов. При разработке бизнес-плана необходимо затраты учесть полностью. В табл. 22.1—22.3 представлены результаты этих расчетов, т. е. дополнительные исходные данные для расчета финансовых показателей бизнес-плана.

Таблица 22.1

Капитальные затраты

Составляющие капитальных затрат	Капитальные вложения, млрд. руб.
Линии протяженностью 115 км	112,7
Выключатели	11,4
Синхронные компенсаторы	3,2
Итого	127,3
ЛЭП 500 кВ	988,3
Всего по ЛЭП 500 кВ	1115,6

Таблица 22.2

Издержки

Составляющие издержек	Амортизационные отчисления, млрд. руб.	Издержки на эксплуатацию и ремонт, млрд. руб.
ЛЭП протяженностью 115 км	2,25	0,9
Выключатели и СК	0,64	0,7
Итого	2,89	1,6
ЛЭП 500 кВ	25,4	16,0
Итого	28,3	17,6

Таблица 22.3

Составляющие потерь энергии	Потери электроэнергии	
	Потери энергии, МВт·ч	
	нагрузочные	постоянные
Линия протяженностью 115 км	58380	20235
ЛЭП 500 кВ	448270	38631
Итого	506650	58866

Анализ рынка сбыта

Предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит энергосистеме реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Энергетический эффект от сооружения межсистемной связи 550 кВ будет характеризоваться дополнительным поступлением электроэнергии в нормальном режиме при эксплуатации на полную мощность в размере 11263,2 млн. кВт·ч.

Для определения показателей бизнес-плана расчетный период принят за 20 лет.

Все стоимостные показатели даны в единых ценах 1995 г.

Тарифы на электроэнергию

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. При этом берется не полный тариф на электрическую энергию, а доля тарифа, относимая на электрическую сеть: для электрической сети в целом составляет менее 0,25 — 0,35 от тарифа на отпуск электрической энергии у потребителя. По сетям отдельных напряжений используются частные коэффициенты табл. 21.1. В рассматриваемом примере этот коэффициент принят равным 0,23.

План производства

Поступление электроэнергии в режиме полной мощности составит 11263,2 млн. кВт·ч (см. табл. 22.4), а потери оцениваются величиной 565,516 млн. кВт·ч, что соответствует 5%.

Таблица 22.4

Год	Коэффициент роста нагрузки	Поступление энергии в сеть, млн. кВт·ч	Потери энергии, млн. кВт·ч		
			Нагрузочные	Постоянные	Всего
2	0,400	4505,28	81,1		139,9
3	0,475	5350,02	114,3		173,2
4	0,550	6194,76	153,3		212,1
5	0,625	7039,50	197,9		256,8
6	0,700	7884,24	248,3	58,867	307,1
7	0,760	8560,03	292,6		351,5
8	0,820	9235,82	340,7		399,5
9	0,880	9911,61	392,4		451,2
10	0,940	10587,40	447,7		506,5
11	1,000	11263,20	506,7		565,5

Юридический план

Для строительства и эксплуатации межсистемной связи создается АО с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

В примере бизнес-плана принята следующая структура финансирования суммарных инвестиций: 70% акционерного капитала и 30% заемного с выплатой последнего равными долями в течение трех лет после выхода объекта в эксплуатацию.

Схема выплаты процентов за кредит исходит из расчета 8% годовых (начиная с третьего года эксплуатации ЛЭП), а дивиденды по акциям — 6% годовых.

Экологическая информация

Экологическая ситуация в районе прохождения межсистемной связи в пределах установленных санитарных норм.

Строительство не приведет к ухудшению экологической ситуации в районе.

Социальная реакция

Получено согласие местного населения на строительство ЛЭП 550 кВ. Часть акций создаваемого АО открытого типа будет продано населению, проживающему в районе строительства.

Финансовый план

Объем реализации. Распределение капиталовложений на сооружение межсистемной связи по годам строительства представлены в табл. 22.5. Там же дана схема финансирования строительства ЛЭП (распределение акционерного и заемного капиталов по годам, а также потребность в оборотном капитале). Выручка от реализации электроэнергии показана в первой строке табл. 22.6.

При расчете потребности в оборотном капитале принято:

производственные запасы составляют 2% стоимости основных фондов;
дебиторская задолженность 10% объема реализации;

краткосрочная кредиторская задолженность 30% стоимости производственных запасов.

Общие производственные издержки. Общие производственные издержки по электрическим сетям состоят из амортизационных расходов и текущих издержек на ремонт и обслуживание.

Текущие издержки на ремонт и обслуживание подсчитаны по укрупненным нормативам (для ВЛ — 0,8 и ПС — 4,9% капиталовложений).

Амортизационная составляющая производственных издержек подсчитана с учетом действующих «Норм амортизационных отчислений» (для ВЛ —

Таблица 22.5

Расчет потребности в основном и оборотном капитале, млрд. руб.

Год	Инвестиции в основные фонды	Акционерный капитал	Заемный капитал	Выплата кредита	Производственные запасы	Дебиторская задолженность	Краткосрочная задолженность	Оборотный капитал	Прирост оборотного капитала	Инвестиции в основной и оборотный капитал
	K	K_a	K_z	$K_{кр}$	$K_{зап}$	$K_{деб}$	$K_{крз}$	$K_{об}$	$\Delta K_{об}$	$K_{ин}$
0	278,9	278,9	—	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	278,9
1	298,7	298,7	—	—	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	298,7
2	298,7	203,4	95,3	—	17,52	22,41	5,26	34,67	34,67	333,3
3	239,4	—	239,4	—	22,31	26,43	6,69	42,05	7,38	246,7
4	—	—	—	111,6	22,31	30,32	6,69	45,94	3,88	3,88
5	—	—	—	111,6	22,31	34,06	6,69	49,68	3,74	3,74
6	—	—	—	111,6	22,31	37,66	6,69	53,27	3,60	3,60
7	—	—	—	—	22,31	40,43	6,69	56,05	2,78	2,78
8	—	—	—	—	22,31	43,12	6,69	58,74	2,69	2,69
9	—	—	—	—	22,31	45,71	6,69	61,33	2,59	2,59
10	—	—	—	—	22,31	48,21	6,69	63,83	2,50	2,50
11	—	—	—	—	22,31	50,63	6,69	66,24	2,41	2,41

Таблица 22.6

Отчет о прибыли

Показатель	Расчетная формула	Год										
		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	20
Объем реализации O_p , млрд. руб.	$\Pi_3(JЭ - \Delta Э)$	224,1	264,3	303,2	340,6	376,6	404,3	431,2	457,1	482,1	506,3	506,3
Эксплуатационные издержки $I_{экс}$, млрд. руб., в том числе:	$I_{ам} + I_{обрем}$	23,5	36,1	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0	46,0
амортизационные $I_{ам}$	$\alpha_{ам} K$	14,5	22,3	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4	28,4
на обслуживание и ремонт $I_{обрем}$	$\alpha_{обрем} K$	9,0	13,8	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
Балансовая прибыль Π_6 , млрд. руб.	$O_p - I_{экс}$	200,6	228,2	257,2	294,6	330,6	358,3	385,2	411,1	436,2	460,3	460,3
Льготы по налогу на прибыль Π_n	$\Pi_6 - \Pi_n$	100,3	114,1	128,6	193,6	238,5	358,3	385,2	411,1	436,2	460,3	460,3
Налогооблагаемая прибыль $\Pi_{нал}$	$0,35 \Pi_6$	35,1	39,9	45,0	67,7	83,5	125,4	134,8	143,9	152,7	161,1	161,1
Налог на прибыль $\Pi_{ч}$, млрд. руб.	$\Pi_6 - \Pi_{ч}$	165,5	188,3	212,2	226,8	247,1	232,9	250,4	267,2	283,5	299,2	299,2
Чистая прибыль $\Pi_{ч}$, млрд. руб.	$\alpha_{кр} K_z$	0,0	7,6	26,8	17,8	8,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Выплата процентов по кредитам $K_{проц}$	$\alpha_d K_a$	165,5	180,6	185,4	162,1	191,3	186,1	203,5	220,4	236,6	252,3	252,3
Дивиденды D , млрд. руб.	$\Pi_{ч} - D$	165,5	346,1	531,5	693,7	885,0	1071,1	1274,6	1495,0	1731,6	1983,9	4254,8
Нераспределенная чистая прибыль $\Pi_{нер}$												
То же нарастающим итогом $\Sigma \Pi_{нер}$												

Отчет о движении денежных средств, млрд. руб.

Показатель	Год											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Акционерный капитал K_a	278,9	298,7	203,4									
Заемный капитал K_z			95,3	239,4								
Стоимость реализации O_p			224,1	264,3	303,2	340,6	376,6	404,3	431,2	457,1	482,1	506,3
Прирост краткосрочной задолженности $K_{крз}$			5,3	1,4								
Итого приток наличности	278,9	298,7	528,0	505,1	303,2	340,6	376,6	404,3	431,2	457,1	482,1	506,3
Отток												
Инвестиции K	278,9	298,7	298,7	239,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Издержки на обслуживание и ремонт $I_{обрем}$			9,0	13,8	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6
Выплата процентов $K_{проц}$				7,6	26,8	17,8	8,9					
Выплата кредита $K_{кр}$					111,6	111,6	111,6					
Налог на прибыль H			35,1	39,9	45,0	67,7	83,5	125,4	134,8	143,9	152,7	161,1
Дивиденды D						46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9	46,9
Прирост текущих активов $\Delta K_{та}$			39,9	8,8	3,9	3,7	3,6	2,8	2,7	2,6	2,5	2,4
Итого отток наличности	278,9	298,7	382,7	309,6	204,8	265,4	272,0	192,7	202,0	210,9	219,6	228,0
Денежная наличность			145,3	195,6	98,3	75,2	104,6	211,7	229,2	246,2	262,5	278,3
Нарастающим итогом $K_{ден}$			145,3	340,9	439,2	514,4	619,0	830,6	1059,9	1306,0	1568,6	1846,9

Таблица 22.8

Баланс проекта, млрд. руб.

Показатель	Год											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Актив												
Реальный основной капитал K	278,9	577,6	876,2	1115,6	1115,6	1115,6	1115,6	1115,6	1115,6	1115,6	1115,6	1115,6
Начисленная амортизация $I_{ам}$			14,5	36,8	65,2	93,6	121,9	150,3	178,7	207,1	235,5	263,8
Остаточная стоимость $K_{ост}$	278,9	577,6	861,7	1078,8	1050,4	1022,0	993,7	965,3	936,9	908,5	880,1	851,8
Итого необоротные средства $K_{необ}$	278,9	577,6	861,7	1078,8	1050,4	1022,0	993,7	965,3	936,9	908,5	880,1	851,8
Денежная наличность $K_{ден}$	0,0	0,0	145,3	340,9	439,2	514,4	619,0	830,6	1059,9	1306,0	1568,6	1846,9
Запасы товарно-материальных ценностей $K_{зап}$	0,0	0,0	17,5	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3	22,3
Дебиторская задолженность $K_{деб}$			22,4	26,4	30,3	34,1	37,7	40,4	43,1	45,7	48,2	50,6
Итого оборотные средства $K_{об}$		0,0	185,2	389,6	491,8	570,8	678,9	893,4	1125,3	1374,1	1639,1	1919,8
Баланс С	278,9	577,6	1047,0	1468,4	1542,2	1592,8	1672,6	1858,7	2062,2	2282,6	2519,2	2771,5
Пассив												
Акционерный капитал K_a	278,9	577,6	780,9	780,9	780,9	780,9	780,9	780,9	780,9	780,9	780,9	780,9
Накопленная нераспределенная прибыль Π_n	0,0	0,0	165,5	346,1	531,5	693,7	885,0	1071,1	1274,6	1495,0	1731,6	1983,9
Собственный капитал K_c	278,9	577,6	946,4	1127,0	1312,4	1474,6	1665,9	1852,0	2055,5	2275,9	2512,5	2764,9
Долгосрочный заемный капитал K_z	0,0	0,0	95,3	334,7	223,1	111,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Краткосрочная задолженность $K_{крз}$			5,3	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
Баланс С	278,9	577,6	1047,0	1468,4	1542,2	1592,8	1672,6	1858,7	2062,2	2282,6	2519,2	2771,5

2% капиталовложений, что соответствует сроку службы 50 лет и подстанций 4,4% и соответственно 23 года, см. табл. 20.1).

Общие производственные издержки приведены в табл. 22.6.

Отчет о прибылях. Отчет о прибыли характеризует соотношение доходов и расходов (см. табл. 22.6).

Отчет о движении наличности. Отчет о движении денежных средств характеризует притоки и оттоки наличности по годам расчетного периода и представляет собой информацию об образовании и использовании источников финансовых ресурсов (табл. 22.7).

Баланс. Перспективный баланс (табл. 22.8) составляется на основании данных предшествующих таблиц по годам расчетного периода.

Показатели оценки работы электросетей. Для характеристики финансовой устойчивости и платежеспособности акционерного предприятия в табл. 22.9 приведены показатели оценки работы по годам расчетного периода.

ПОКАЗАТЕЛИ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

Основными критериями оценки эффективности инвестиций приняты интегральные показатели (ЧДД и ВНД по объекту и на акционерный капитал, срок возврата капитала). Результаты расчетов представлены в табл. 22.10. По объекту в целом ЧДД составил 1135,7 млрд. руб., а внутренняя норма доходности 22,8%, что значительно выше принятой нормы дисконтирования — 10%. При определении этих показателей не учитывалась схема финансирования объекта.

Однако акционерам, как собственникам предприятия, важна эффективность вложенного акционерного капитала и способность выплатить в срок взятые кредиты. Эти показатели зависят от соотношения заемного и акционерного капитала. Влияние доли заемного капитала на эффективность акционерного описано в литературе как «эффект рычага». Суть его заключается в том, что при увеличении доли заемного капитала (и при условии, что ставка по кредитам ниже нормы дисконтирования) эффективность акционерного капитала увеличивается (рис. 22.1). Однако при этом возрастает и минимально возможный срок возврата кредитов ($T_{вкр}$), поэтому могут возникнуть трудности с получением кредитов. Кроме того, банки как правило, не выдают кредиты, если доля акционерного капитала ниже 50%.

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ И РИСКА КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ

На всех стадиях прединвестиционных исследований в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Поэтому общая оценка инвестиционного проекта должна выполняться с учетом возможных изменений

Таблица 22.9

Показатель		Расчетная формула	Год							
			3	4	5	6	7	8	9	10
Показатели рентабельности										
Рентабельность										
активов R_c	$\Pi_{\text{ч}}/C^*$	0,037	0,035	0,036	0,038	0,033	0,032	0,031	0,030	
капиталовложений R_k	$\Pi_{\text{ч}}/K$	0,047	0,048	0,051	0,055	0,052	0,056	0,060	0,064	
акционерного капитала R_a	$\Pi_{\text{ч}}/K_a$	0,060	0,068	0,073	0,079	0,075	0,080	0,086	0,091	
продаж R_o	$\Pi_{\text{ч}}/O_p$	0,712	0,700	0,666	0,656	0,576	0,581	0,585	0,588	
Стоимость (себестоимость) продаж R_z	Π/O_p	0,137	0,152	0,135	0,122	0,114	0,107	0,101	0,095	
Оценка использования инвестиций										
Оборачиваемость										
активов n_c	O_p/C	0,053	0,050	0,054	0,058	0,057	0,055	0,053	0,050	
капиталовложений $n_{\text{фл}}$	O_p/K_n	0,066	0,068	0,076	0,084	0,091	0,097	0,102	0,108	
акционерного капитала $n_{\text{фа}}$	O_p/K_a	0,085	0,097	0,109	0,121	0,129	0,138	0,146	0,154	
оборотного капитала $n_{\text{об}}$	$O_p/(K_{\text{та}} - K_{\text{кпр}})$	0,234	0,175	0,162	0,152	0,130	0,108	0,092	0,080	
Оценка финансового положения										
Коэффициент										
общей ликвидности $k_{\text{ол}}$	$K_{\text{та}}/K_{\text{кпр}3}$	58,205	73,477	85,274	101,432	133,470	168,115	205,279	244,873	
мгновенной ликвидности $k_{\text{мл}}$	$(K_{\text{ден}} + K_{\text{уб}})/K_{\text{кпр}3}$	50,923	65,614	76,852	92,473	124,096	158,340	195,117	234,337	
покрытия (платежеспособности) $k_{\text{пок}}$	$(K_3 + K_{\text{кпр}})/C$	0,232	0,149	0,074	0,004	0,004	0,003	0,003	0,003	
Приращение заемного капитала										
Коэффициент										
автономии $k_{\text{ав}}$	K_c/C	0,768	0,851	0,926	0,996	0,996	0,997	0,997	0,997	
соотношения заемных средств k_3	K_3/K_c	0,297	0,170	0,076	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	

* Если оба показателя (числитель и знаменатель) берутся из одной таблицы, то используются текущие цифры, если один из показателей из балансового отчета, а другой из табл. 22.6, то используются среднегодовые значения табл. 22.8, например $C = (C_{t-1} + C_t)/2$

Оценка показателей финансовой эффективности

Показатель	Расчетная формула	Год							Всего
		0	1	2	3	4	5	6	
Объем реализации O_p , млрд. руб.	$\Pi_3(JЭ - \Delta Э)$	—	—	224,1	264,3	303,2	340,6	376,6	8346,0
Капитал акционерный K_a	$K_t(1 - z)$	278,9	298,7	203,4	0,0	0,0	0,0	—	780,9
заемный K_z	$K_t A_{за}$	—	0,0	95,3	239,4	—	—	—	334,7
Выплата кредита $K_{кр}$, млрд. руб.	Принято	—	—	—	—	111,6	111,6	111,6	334,7
Суммарные инвестиции $K_{ин}$, млрд. руб.	Расчет	278,9	298,7	333,3	246,7	3,9	3,7	3,6	1181,8
Инвестиции									
в основные фонды K	—	278,9	298,7	298,7	239,4	—	—	—	1115,6
в оборотные средства $K_{об}$	$K_{та} - K_{кр з}$	—	—	34,7	7,4	3,9	3,7	3,6	66,2
Ликвидационная стоимость $K_{лик}$	$K(1 - \alpha_{ам} T_p)$	—	—	—	—	—	—	—	596,3
Издержки I , млрд. руб., в том числе:	$I_a + I$	—	—	23,5	36,1	46,0	46,0	46,0	841,3
амортизационные I_a	$\alpha_{ам} K$	—	—	14,5	22,3	28,4	28,4	28,4	519,3
на обслуживание и ремонт $I_{об рем}$	$\alpha_{об рем} K$	—	—	9,0	13,8	17,6	17,6	17,6	322,0
Балансовая прибыль Π_6 , млрд. руб.	$O_p - I_{экс}$	—	—	200,6	228,2	257,2	294,6	330,6	7504,7
Льготы по налогу на прибыль Π_n	—	—	—	100,3	114,1	128,6	101,0	92,1	536,1

Окончание табл. 22.10

Показатель	Расчетная формула	Год							Всего
		0	1	2	3	4	5	6	
Налогооблагаемая прибыль $\Pi_{нал}$	$\Pi_6 - \Pi_n$	—	—	100,3	114,1	128,6	193,6	238,5	6968,6
Налог на прибыль H , млрд. руб.	$0,35 \Pi_6$	—	—	35,1	39,9	45,0	67,7	83,5	2439,0
Чистая прибыль $\Pi_ч$, млрд. руб.	$\Pi_6 - H$	—	—	165,5	188,3	212,2	226,8	247,1	5065,7
Выплата процентов по кредитам $K_{проц}$	$\alpha_{кр} K_z$	—	—	—	7,6	26,8	17,8	8,9	61,2
Дивиденды D , млрд. руб.	DK_a	—	—	—	—	—	46,9	46,9	749,7
Поток наличности $\mathcal{E}_{нал}$, млрд. руб.	$O_p - I_{об рем} - K_{проц} - H - D + K_{лик}$	—	—	145,3	195,6	98,3	75,2	104,6	4969,5
Наличие свободных средств $\mathcal{E}_{св}$	$O_p - I_{об рем} - H$	—	—	145,3	203,2	236,7	251,5	271,9	6115,1
нарастающим итогом		—	—	145,3	348,5	585,2	836,6	1108,5	51259,4
Поток чистых платежей на акционерный капитал $\mathcal{E}_a$, млрд. руб.	$\Pi_ч + I_a - K_{акц} - K_{кр} - K_{проц} + K_{лик}$	-278,9	-298,7	-58,1	195,6	98,3	122,1	151,4	5131,9
Чистый дисконтированный доход на акционерный капитал $\mathcal{E}_{д а}$, млрд. руб.	$(\Pi_ч + I_a - K_{акц} - K_{кр})(1 + E_{ср})^{-t}$	-278,9	-271,5	-48,0	146,9	67,2	75,8	85,5	1145,8
Поток чистых платежей объекта в целом $\mathcal{E}$, млрд. руб.	$\Pi_ч + I_a - K + K_{лик}$	-278,9	-298,7	-153,4	-36,2	236,7	251,5	271,9	4999,5
Чистый дисконтированный доход по объекту $\mathcal{E}_д$, млрд. руб.	$(\Pi_ч + I_a - K + K_{лик})(1 + E_{ср})^{-t}$	-278,9	-271,5	-126,8	-27,2	161,7	156,2	153,5	1135,7

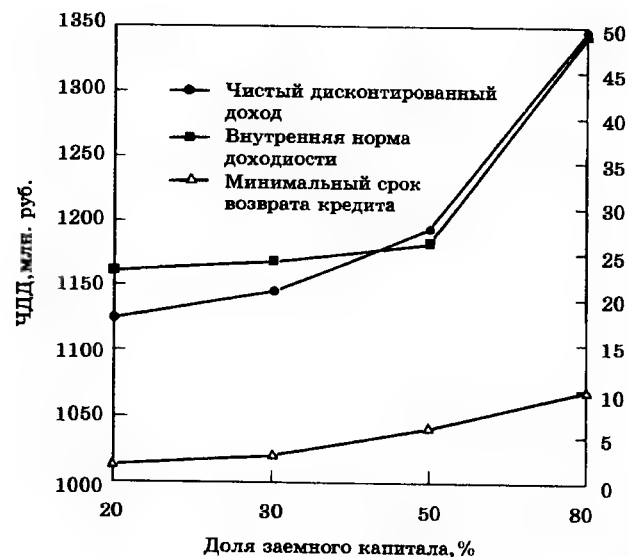


Рис. 22.1. Эффект рычага

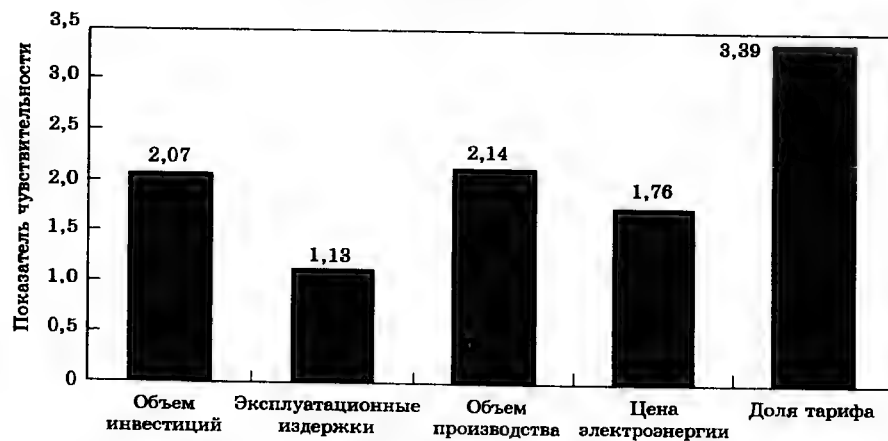


Рис. 22.2. Ранжирование влияющих факторов

внешних и внутренних параметров при его осуществлении. Методы анализа чувствительности показателей эффективности проекта к изменению внешних факторов подробно рассмотрены в [2].

В рассмотренном примере на первом этапе проведен анализ чувствительности к изменению тарифа на электроэнергию, доли тарифа j , объема инвестиций, эксплуатационных издержек и стоимости капитала (ставки дисконта). Ранжирование факторов (табл. 22.11 и рис. 22.2) показало, что наибольшее влияние на показатели эффективности оказывают доля тарифа на электроэнергию, относимая к сети и загрузка сети (количество переда-

Таблица 22.11

Ранжирование влияющих факторов

Оцениваемые факторы	Шаг изменения ΔX , %	Базовое значение критерия Y_6	Значение критерия Y	Изменение критерия $\Delta Y = Y_6 - Y$	Относительное изменение, %, $\delta Y = \Delta Y / Y$	Показатель чувствительности, $\delta Y / \Delta X$	Рейтинг
Ставка дисконта	10	1146	986	160	14,0	1,40	5
Объем инвестиций			909	237	20,7	2,07	3
Эксплуатационные издержки			1016	130	11,3	1,13	6
Объем производства			901	245	21,4	2,14	2
Цена электроэнергии			944	202	17,6	1,76	4
Доля тарифа			757	389	33,9	3,39	1

Таблица 22.12

Метод сценарного подхода

Показатель	Значения по сравнению с базовыми (прогноз), %	
	пессимистический	оптимистический
Объем производства	↓20 %	↑5 %
Цена продукции	↓20 %	↑5 %
Ставка дисконта	↑30 %	прежнее
Объем инвестиций	↑20 %	—
Доля тарифа j	↓20 %	—
ЧДД	241	398
ВНД	9	26

ваемой энергии). Следовательно, необходимо уделить наибольшее внимание прогнозированию именно этих факторов.

Метод критических точек позволяет определить критическое значение факторов, при которых проект безубыточен. На рис. 22.3 представлен расчет критических значений для тарифа и его доли j . Так, ЧДД при тарифе $C_3 = 110$ руб/кВт·ч становится равным нулю и внутренняя норма доходности равна ставке дисконта. Аналогично критическое значение доли тарифа составляет $j = 0,125$ (см. рис. 22.3).

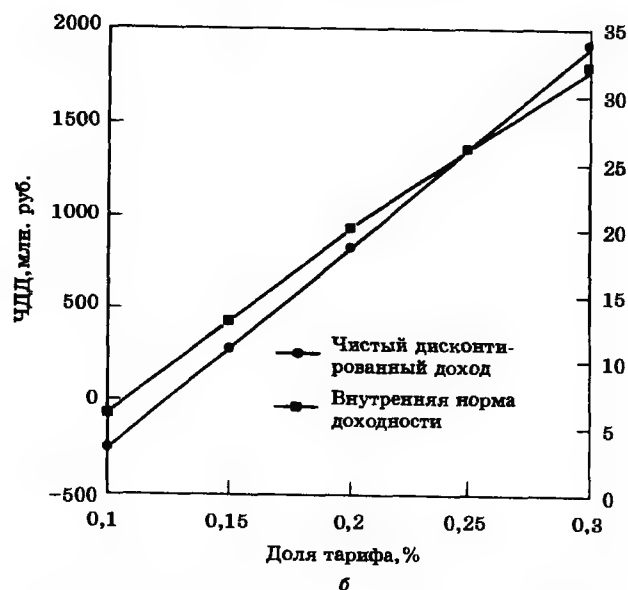
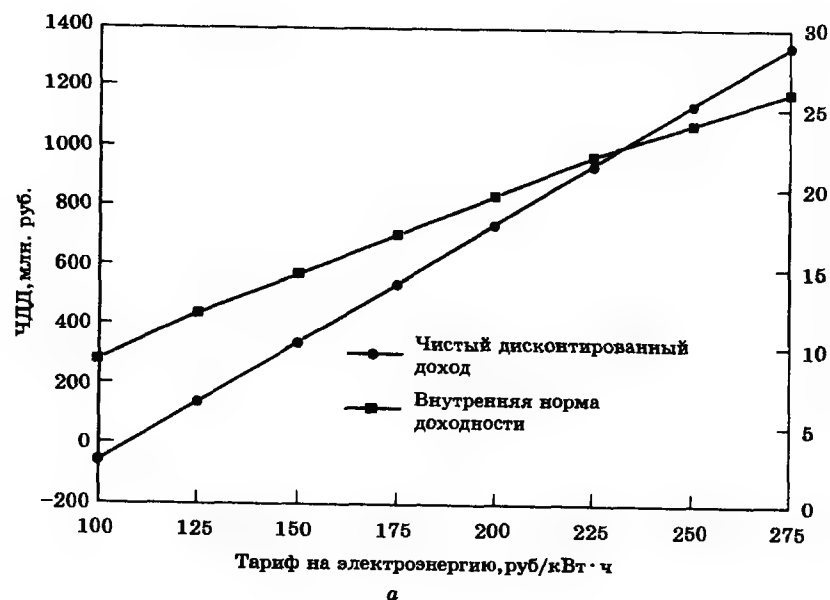


Рис. 22.3. Критические точки для тарифа (а) и его доли (б)

Метод сценарного подхода, широко применяемый на Западе, позволяет определить устойчивость проекта к неблагоприятным изменениям влияющих факторов; результаты такого прогноза отражены в табл. 22.12. Ожидаемое значение показателей эффективности в соответствии с методами теории

вероятности составит $ЧДД = (1398 \cdot 2 + (-241 \cdot 3))/5 = 415$, а $ВНД = 10,7\%$, что говорит об эффективности проекта.

Вопросы для повторения

1. Дайте краткую характеристику разделов бизнес-плана.
2. Расскажите о порядке составления финансового плана.
3. Как рассчитывается потребность в основном и оборотном капитале?
4. Расскажите о порядке составления отчета о прибыли.
5. Расскажите о порядке составления отчета о движении денежных средств
6. Расскажите о порядке составления баланса проекта.
7. Каковы показатели финансово-экономической эффективности инвестиций?
8. Что подразумевается под чувствительностью и риском капиталовложений и по каким критериям они оцениваются?

Глава 23

УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫМИ ПРЕДПРИЯТИЯМИ

23.1. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРУКТУРЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В каждой энергосистеме для осуществления ремонтно-эксплуатационного и диспетчерского обслуживания электросетевого хозяйства создаются предприятия электрических сетей (ПЭС).

Электросетевые предприятия могут быть специализированными и комплексными. К первому типу относятся предприятия, обслуживающие высоковольтные линии и подстанции напряжением свыше 35 кВ; распределительные сети 0,4—20 кВ в сельской местности; распределительные сети 0,4—20 кВ в городах и поселках городского типа. Второй тип предприятий обслуживает сети всех напряжений и в городах, и в сельской местности.

Предприятия электросетей управляются по территориальной, функциональной или смешанной схемам управления:

Схема управления	Назначение
Территориальная	Электрические сети всех напряжений, расположенные на определенной территории (как правило, на территории административного района), обслуживаются районами электросетей (РЭС), подчиненными руководству предприятия
Функциональная	Электрообъекты закреплены за соответствующими службами предприятия, обеспечивающими их эксплуатацию; применяется при высокой концентрации электросетевого хозяйства на сравнительно небольшой территории. Специализация, как правило, бывает по подстанционному оборудованию, линейному оборудованию, релейной защите и т. п.
Смешанная	Наиболее сложные элементы сети закреплены за соответствующими службами, а основной объем электросетей эксплуатируется районами электрических сетей или участками электрических сетей. В состав таких предприятий электрических сетей входят функциональные отделы, производственные службы, районы и участки сетей

Для определения объема работы электросети в условных единицах применяются переводные коэффициенты (см. табл. 20.1).

ПЭС может быть или структурным подразделением в составе АО-энерго, или самостоятельным производственным подразделением по передаче и распределению электроэнергии — АО ПЭС.

Основная задача электросетевого предприятия — обеспечение договорных условий электроснабжения потребителей за счет надежной и эффективной эксплуатации оборудования.

Организационная структура ПЭС зависит от многих условий:

месторасположения (город или сельская местность);

уровня развития предприятия;

класса напряжения оборудования;

перспективы развития сетей;

объема обслуживания, который рассчитывается на основании отраслевых нормативов в условных единицах других факторов.

Представленная на рис. 23.1 организационная структура характерна для комплексного предприятия, занимающегося эксплуатацией сетей как в городской, так и сельской местности, способной без привлечения подрядных организаций вести плановое строительство новых объектов.

Данное предприятие самостоятельно выполняет функции сбыта электроэнергии потребителям через центральный отдел реализации и отделения энергосбыта, находящиеся при РЭС.

Все заместители директора предприятия технологически подчинены соответствующим заместителям генерального директора энергосистемы, которые осуществляют методологическое и координационное руководство.

Для выполнения директором административно-хозяйственных функций в его подчинении находятся три заместителя с соответствующими отделами и службами.

Для выполнения главным инженером административно-хозяйственных функций в его подчинении находится ряд соответствующих служб:

ОДС — оперативно-диспетчерская служба;

ПС — производственная служба;

СПР — служба перспективного развития;

СНТБ — служба надежности и техники безопасности;

АСУ — отдел автоматизации систем управления;

СДТУ — служба диспетчерского и технологического управления (связь);

СРЗА — служба релейной защиты и автоматики;

СПС — служба подстанций, кроме собственного персонала службы в нее входят оперативно-ремонтный и дежурный персонал групп подстанций, который рассредоточен по зонам обслуживания;

СТД — служба технической диагностики.

Кроме того, в зависимости от конкретных условий могут быть созданы службы кабельных линий (СКЛ) и (или) служба воздушных линий (СВЛ).

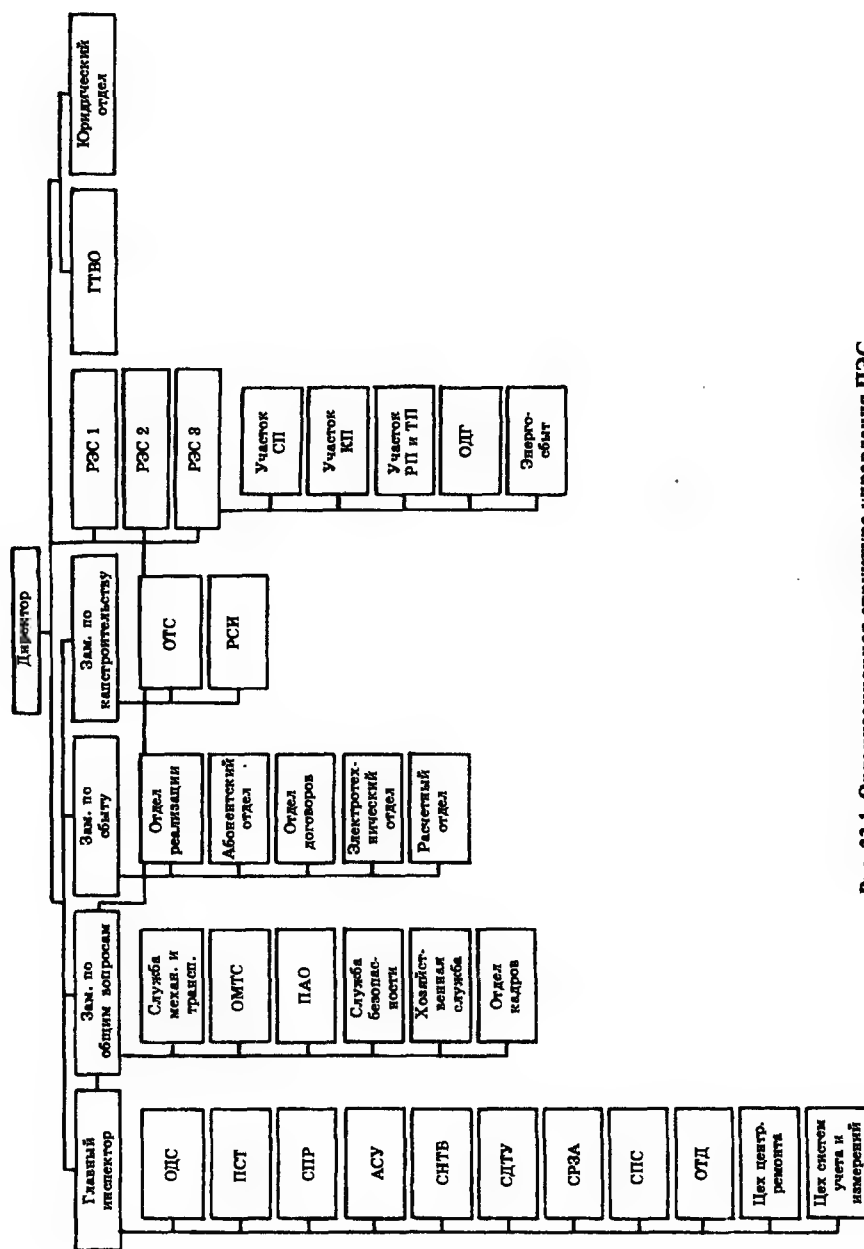


Рис. 23.1. Организационная структура управления ЭЭС

Все технические службы и отделы, находящиеся в подчинении главного инженера, взаимодействуют между собой в пределах, определяемых их функциональными обязанностями и положениями о взаимоотношениях.

Дежурный диспетчер ОДС в порядке оперативной подчиненности непосредственно руководит действиями диспетчеров РЭС и дежурным персоналом службы подстанций, находясь сам в подчинении вышестоящего оперативного диспетчера.

Службы диагностики и испытаний, релейной защиты и автоматики, кроме плановых работ по эксплуатации оборудования, выполняют внеплановые заявки от службы подстанций и РЭС.

При наличии в энергосистеме единого централизованного предприятия по сбыту энергии и выполнение таковым всех функций, связанных с реализацией энергии, соответствующее подразделение в штате предприятия отсутствует.

В этом случае на основании положений о взаимоотношениях между предприятием по сбыту энергии и электросетевым предприятием оперативный персонал последнего по заявкам энергосбытового предприятия выполняет оперативные переключения по ограничению и отключению электроустановок потребителя при нарушении им договорных условий электроснабжения.

Заместитель директора по общим вопросам несет ответственность за комплектацию оборудования, снабжение материалами, службу транспорта и механизации, обеспечение охраны и безопасности энергообъектов.

Заместителю директора по капитальному строительству подчинены отдел капитального строительства и ремонтно-строительный цех при ведении работ на объектах капитального строительства, а также плановые работы по поддержанию в работоспособном состоянии зданий и сооружений.

В остальных случаях цех выполняет работы по эксплуатационному содержанию зданий и сооружений на основании плановых заявок службы подстанций, РЭС и других подразделений.

В состав сетевого предприятия входят несколько РЭС, расположенные по территориальному признаку и являющиеся структурным подразделением предприятия.

Наиболее оптимальный объем обслуживания РЭС 4—6 тыс. условных единиц.

В состав РЭС входят оперативно-диспетчерская группа (ОДП), оперативно подчиненная вышестоящему диспетчеру, а административно — начальнику РЭС, участок кабельных линий (КЛ), участок воздушных линий (ВЛ), участок распределительных (РП) и трансформаторных (ТП).

В РЭС также находится отделение по сбыту электроэнергии (энергосбыт).

23.2. ОПЕРАТИВНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Необходимое и важнейшее условие надежного электроснабжения потребителей и эффективной работы электросетевого предприятия — жесткая структура оперативно-диспетчерского управления и контроля, предусматривающая распределение функций между отдельными уровнями, а также подчиненность нижеследующих уровней управления вышестоящим.

Основные задачи оперативных подразделений ПЭС:

- ведение заданных режимов работы оборудования;
- планирование и подготовка ремонтных работ;
- обеспечение устойчивости электрических сетей;
- обеспечение экономичности работы;
- производство переключений;
- локализация аварий и восстановление нормальных режимов работы.

Оперативное обслуживание электроустановок проводят в строгом соответствии с нормами и правилами, принятыми в электроэнергетике и определяющими условия подготовки и допуска персонала, безопасные условия работы и правильность выполнения технологических процессов.

Персонал, занимающийся обслуживанием оборудования электросетей, условно делится на три категории:

Категория	Состав
Оперативный	Персонал, имеющий право оперативных переключений
Оперативно-ремонтный	Специально обученный и подготовленный для оперативного обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним электроустановок персонал, имеющий право оперативных переключений
Ремонтный	Персонал, занимающийся эксплуатационно-ремонтным обслуживанием и наладкой электрооборудования электростанций и подстанций, ВЛ, КЛ, релейной защиты и автоматики, измерительных приборов и т.п.

Все работы в электроустановках должны проводиться по нарядам или распоряжениям, определяющим содержание работ, место, время, меры безопасности и лиц, которым эти работы поручены.

Основным звеном управления электрическими сетями в городах и районах служат районные энергетические управления (предприятия), входящие в состав производственно-энергетических объединений. В энергетические управления входят электростанции и электрические сети, связанные между собой общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электроэнергии при общем управлении этим режимом.

Энергетическое управление осуществляет:

- диспетчерское управление подстанциями и сетями;
- надзор за рациональным использованием электроэнергии потребителями;
- технический надзор за эксплуатацией подстанций и электрических сетей на данной территории.

Обслуживание электроустановок проводится постоянным или выездным оперативным персоналом, которым является дежурный персонал, обслуживающий производственные участки, и оперативно-ремонтный, т. е. ремонтный персонал с правом эксплуатационного обслуживания и выполнения оперативных переключений на участках.

Электроустановки обслуживаются постоянным или выездным оперативным персоналом, закрепленным за данной установкой. Объем обслуживания, число лиц в смене или бригаде устанавливается распоряжением. В отдельных случаях, учитывая дальность расположения транзитных или производственных подстанций, разрешается оперативное обслуживание дежурным на дому, т. е. персонал проживает недалеко от подстанции и за ним приказом закрепляется зона действия и объем работ по обслуживанию.

Небольшие по мощности подстанции, расположенные в черте города или недалеко от городов и поселков, обслуживаются электромонтерами электросетей. Каждое посещение подстанции записывается электромонтерами в оперативном журнале, отмечается причина посещения и проделанная работа.

Оперативное обслуживание проводится посменно. Число работников и форма обслуживания оперативного персонала в смене определяются производственной необходимостью. При обслуживании электроустановок напряжением выше 1000 В старший в смене должен быть с квалификационной группой не ниже IV, а при обслуживании электроустановок напряжением менее 1000 В — не ниже II. График дежурств составляется на месяц. Сдачу и приемку дежурства отмечают в специальном журнале.

Смену принимают по общим правилам, начиная с осмотров электроустановок и электрооборудования. Последнее осматривают в неполном объеме; вновь приступивший к дежурству знакомится с наиболее ответственными местами. Более подробные осмотры выполняют в сроки, установленные инструкцией или графиком, в зависимости от состояния оборудования. Они являются одной из составляющих оперативного обслуживания электроустановок и основным фактором, обеспечивающим безаварийную работу. Обнаруженные дефекты записывают в оперативный журнал, а затем принимают меры к их устранению.

Оперативный персонал, обслуживающий электрооборудование напряжением до 1000 В, при осмотре элементов пускорегулирующей аппаратуры имеет право единолично открывать дверцы щитов пусковых устройств, пультов управлений и др. В период осмотра запрещается проведение каких-либо работ, при этом проверяют наличие предупредительных плакатов по технике безопасности и надписи с наименованием и назначением элек-

троустанов на всех дверцах силовых сборок и шкафов, конструкциях и в других установленных местах. Запрещается снимать предупредительные плакаты и ограждения, проникать за них, прикасаться к токоведущим частям, обтирать и чистить их.

Оперативные переключения в РУ выполняются по распоряжению или с ведома вышестоящего дежурного персонала. Сложные переключения производят два лица, причем старший по должности контролирует выполнение операций. Если в РУ напряжением выше 1000 В имеются блокировочные устройства, исключающие неисправные операции, эти переключения осуществляют без бланка переключения. При их отсутствии оперативные переключения выполняют по бланку переключения.

Бланк переключения — документ, в котором указываются начало переключения, последовательность операций отключения и включения аппаратов части электроустановок, окончание переключения и фамилии работников, ответственных за указанные операции.

Силовые и измерительные трансформаторы необходимо отключать с низшего напряжения нагрузки во избежание обратной трансформации.

Все действия оперативного персонала по переключению выполняются с соблюдением мер безопасности (в диэлектрических перчатках, стоя на изолирующем коврике, подставке или в ботах). Переносные заземления разрешается устанавливать при наличии диэлектрических перчаток. В установках напряжением выше 1000 В наложение заземления проводят в диэлектрических перчатках, предварительно отключив разъединители. Все действия оперативно-диспетчерского персонала по переключениям отражаются в оперативном журнале.

Дежурный персонал обязан во время дежурства проводить обходы и осмотры электрооборудования подстанций и распределительных устройств. Их осуществляют по графику и в соответствии с местными инструкциями. Обходы и осмотры проводят как в дневное, так и ночное время.

23.3. ЭКСПЛУАТАЦИОННО-РЕМОНТНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

Для поддержания энергооборудования в исправном техническом состоянии применяют системы плановых ремонтов, так как в процессе эксплуатации электрическое оборудование изнашивается и устаревает.

Износ электрооборудования по характеру и причинам, вызывающим его, условно разделяют на механический, электрический и моральный.

Механическому износу под действием трения или в результате корродирования подвергаются подвижные части и детали электрооборудования (контакты аппаратов, детали механизма привода и т. п.).

При перегрузках или чрезмерно длительной работе электрооборудования происходит потеря электроизоляционных свойств деталей.

При нормальной эксплуатации электрооборудование распределительных устройств и подстанций работает много лет. За это время оно устаревает, и его дальнейшая работа становится нецелесообразной, так как появляется новое, более совершенное и экономичное оборудование. Преждевременный износ отдельных частей и деталей электрооборудования, как правило, следствие неудовлетворительного обслуживания или плохо проведенного ремонта. Это может создать аварийную ситуацию в электрической сети или вывести электрооборудование из строя. Поэтому предупреждение преждевременного износа и обеспечение рабочего состояния оборудования — одна из основных задач его технического обслуживания.

Эксплуатационно-ремонтное обслуживание оборудования электросетей заключается в проведении системы технических и организационных мероприятий профилактического характера — системы планово-предупредительных ремонтов (ППР).

Система ППР предусматривает чередование, периодичность и объемы технического обслуживания и ремонтов электрооборудования с учетом бесперебойной работы предприятия и безопасного проведения работ.

Планово-предупредительный ремонт включает работы по уходу, межремонтному обслуживанию и проведению текущих и капитальных ремонтов электрооборудования.

Деление ремонтов на капитальные и текущие в известной степени условно и различие их состоит, в основном, в объеме работ.

Текущий ремонт осуществляется для обеспечения работоспособности и надежности оборудования до следующего планового ремонта. При этом необходимы осмотр электрооборудования, очистка, уплотнение, регулировка и ремонт отдельных блоков и деталей с устранением дефектов, возникших при эксплуатации. Во время текущего ремонта проводят различные профилактические испытания, а также измерения для выявления и устранения неисправностей оборудования приборов и аппаратов.

Капитальный ремонт требуется для восстановления неисправности основных (базисных) частей и деталей электрооборудования и обеспечения их надежной экономичной работы в межремонтный период. При этом электрооборудование разбирают, осматривают, проверяют, измеряют, устраняют обнаруженные дефекты, восстанавливают и заменяют изношенные блоки и детали, после чего испытывают и регулируют.

При капитальном ремонте отдельные узлы электрооборудования модернизируют, учитывая современные достижения науки и техники. Капитальный ремонт оборудования проводят в соответствии с технической документацией: руководством по эксплуатации и капитальному ремонту, паспорту оборудования, нормам расхода материалов и запасных частей.

По итогам выполнения работы составляют специальный акт, к которому прилагают протоколы и акты о результатах необходимых измерений, испытаний, анализов и т.д.

Организация ремонта и обслуживание оборудования разделяются как по характеру обслуживания, так и по видам работ (ВЛ, КЛ, РП, ТП и т.д.). Существуют следующие схемы управления ПЭС: функциональная (централизованная), территориальная (децентрализованная).

Централизованная система характеризуется тем, что капитальный ремонт электрооборудования проводят специализированные ремонтные службы, а обслуживание и текущий ремонт находящегося на эксплуатации электрооборудования выполняет персонал, подчиненный соответствующему производственному подразделению (службе, участку). Такая система проведения ремонтов обеспечивает наиболее эффективное обслуживание и ремонт оборудования.

Единое руководство всеми работами делает централизованную систему более гибкой, а выполнение работ — более квалифицированным.

При *децентрализованной системе* отсутствуют специализированные ремонтные службы и все ремонтные работы (уход, мелкий ремонт и обслуживание оборудования) выполняют персонал мастерских, службы бригад непосредственного производственного участка.

Периодичность текущего и капитального ремонтов устанавливается правилами технической эксплуатации с учетом состояния оборудования.

Текущие ремонты трансформаторов без РПН выполняются:
не реже одного раза в 2 года (трансформаторы центральных распределительных подстанций);

по местной инструкции (трансформаторы, установленные в местах усиленного загрязнения);

не реже одного раза в 4 года (все остальные трансформаторы).

Текущие ремонты трансформаторов с РПН выполняют ежегодно. Текущий ремонт трансформаторов и вводов осуществляется одновременно. Капитальный ремонт этих трансформаторов проводят по результатам их испытаний и состоянию.

Для оборудования распределительных устройств устанавливается периодичность ремонтов:

текущего — по мере необходимости (в сроки, установленные главным инженером энергопредприятия);

капитального:

масляных выключателей — один раз в 6—8 лет;

выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей — один раз в 4—8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей);

воздушных выключателей — один раз в 4—6 лет;

отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов — один раз в 2—3 года;

разъединителей внутренней установки, требующих снятия напряжения с шин или перевода с одной системы шин на другую, — по мере необходимости;

другого оборудования (трансформаторов тока, напряжения) — по мере необходимости или результатам профилактических испытаний и осмотров.

Периодичность ремонта допускается изменять с разрешения вышестоящей организации.

На основании периодичности капитального и текущего ремонтов электрооборудования разрабатываются графики ремонтов основного оборудования. При составлении графиков ремонтов проводится согласование со всеми заинтересованными подразделениями с целью максимального использования оборудования.

Месячные графики ремонтов, на основании которых оборудование выводится в ремонт, — часть утвержденных многолетних графиков.

До начала работ по капитальному ремонту оборудования составляются ведомости объема работ и смета, проект организации ремонтных работ (ПОР) и готовится необходимая ремонтная документация.

Если во время ремонта предусматривается реконструкция или модернизация оборудования, до начала работ составляется и утверждается техническая документация на эти работы.

Необходимое условие эффективного проведения ремонта — правильная и своевременная организация рабочего места (транспортные средства, механизмы, приспособления, связь, освещение и т.д.).

На предприятиях электрических сетей, обслуживающих городские подстанции и распределительные устройства, а также ЛЭП от них, создаются специализированные ремонтные бригады по обслуживанию и ремонту электрооборудования подстанций и РУ. Составы бригад, входящих в службу подстанций, зависят от объемов электрохозяйства, расстояний между объектами (ТП и РУ), состояния электрооборудования, а также наличия средств механизации и автотранспорта. Для одной комплексной бригады по обслуживанию и ремонту электрооборудования определяется участок с количеством 40 — 50 ТП и РУ в двух-трех микрорайонах города или в радиусе до 20 км при территориальных подразделениях (сетевых районах), обслуживающих ТП и РП в мелких городах и поселках городского типа. Как правило, эти же бригады осуществляют и оперативно-эксплуатационное обслуживание ТП, РУ, ВЛ и кабельных линий, связанных с этими ТП и РУ. В состав каждой бригады входят несколько электромонтеров 2—5-го разрядов и бригадир.

Объем ремонта определяется ППР и графиком проведения эксплуатационных работ по техническому обслуживанию; разрабатывается и сообщается бригадам до начала нового календарного года.

В соответствии с планом работ бригаде выделяют определенные механизмы, приспособления, материалы и по мере необходимости, оборудование. Из расчета объемов работ и численности бригады определяется и доводится до ее сведения месячный фонд заработной платы. Процент (сум-

ма) премии, вычисленный от зарплаты, выдается за выполнение основных показателей бригады, включая качество обслуживания и ремонта, отсутствие или уменьшение отказов в работе электрооборудования или линейных сооружений, закрепленных за бригадой.

В соответствии с вкладом труда и его качеством дается месячная оценка работы каждого члена бригады и вычисляется коэффициент трудового участия. По этой оценке распределяется сумма зарплаты и премии.

Вопросы для повторения

1. Назовите схемы управления ПЭС и их основные характеристики.
2. Как определяется объем работ в электросетевых хозяйствах?
3. От чего зависит организационная структура ПЭС?
4. Каков оптимальный объем обслуживания РЭС?
5. Назовите основные задачи оперативных подразделений ПЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гуськов С.В., Файн И.И. Эффективность реконструкции действующих ГЭС // Энергетическое строительство, 1988. № 4.
2. Инвестиционное проектирование. Практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов // Финстатинформ, М., 1995.
3. Кулагин Н.Н. Научно обоснованное нормирование труда. М.: Экономика, 1989.
4. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. М.: Госстрой России, Министерство экономики РФ, Министерство финансов РФ, 1994.
5. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. Официальное издание. М.: Госстрой России, Министерство экономики, Министерство финансов РФ, 1994.
6. Крюков Ц.И. Обслуживание и ремонт оборудования подстанций и распределительных устройств. М.: Высш. шк., 1989.
7. Короталь Г.С., Членов М.Я. Ремонт оборудования и аппаратуры распределительных устройств. М.: Высш. шк., 1990.
8. Режимы дальних электропередач в примерах / Г.К. Зарудский, Е.В. Путятин, И.С. Рокотян и др. Моск. энерг. ин-т, 1985.
9. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Амортизационные отчисления 113
 Активы оборотные 124
 — внеоборотные 124
 Акции 13
 Акционирование 16
 АО-энерго 17
 Анализ чувствительности и риска капиталовложений 346

 Баланс 124
 Бизнес-план 335

 Внутренняя норма доходности 91
 Выброс в окружающую сферу загрязняющих веществ 99

 Государственное регулирование тарифов 31
 — на федеральном уровне 42
 — на региональном уровне 45
 График дежурств 274
 Главы сметного расчета (сметной стоимости) 174

 Доверительное управление 22
 Договорные отношения на ФОРЭМ 32
 Динамический ряд индексов инфляции 97
 Дисконтированные затраты 103

 ЕЭС 5, 7
 Естественный монополизм 13
 ЕРЭР 173

 Источник финансирования 97
 Индекс общего изменения цен 97
 Инвестиционная политика 11
 Интегральная кривая нагрузки (ИКН) 211

 Калькуляция себестоимости 49
 Капиталовложения 67

— удельные 69, 172
 Контрольный пакет акций 20
 Коэффициент платежеспособности 123
 — автономии (финансовой устойчивости) 123
 — соотношений заемных и собственных средств 123

 Ликвидная стоимость объекта 91

 Мощность 196
 — рабочая 197
 — резервная 198

 Нормативы численности персонала 270

 Отметка НПУ 192, 204
 — ГМО 192, 206, 208
 Отток денежных средств 91
 Отчет о прибыли 121
 Оборачиваемость акционерного капитала 123
 — чистого оборотного капитала 123
 ОЭС 6, 8
 ОДУ 25

 Пассивы долгосрочные 124
 — краткосрочные 124
 Приватизация 16
 Пакет акций 19
 Порядок расчета тарифов 48
 ПДК 62
 ПЭР 63
 Приток денежных средств 91
 Парниковый эффект 160

 РАО «ЕЭС России» 9
 Рынок энергии 24
 Рабочая документация 176
 Ресурсосберегающие технологии 63

Рациональное проектирование 72
 — строительство 72
 — эксплуатация 73
 Распределение затрат на ТЭЦ между тепловой и электрической энергией 79

 Средства, формируемые за счет прибыли 47
 Себестоимость продукции 46
 — тепловой и электрической продукции 78
 — передачи электроэнергии 292
 — удельная 190
 Структура финансирования 97
 Схема погашения задолженности за кредит 97
 Стадии проектирования — схем, ТЭО, проект 172, 174
 Стоимостные показатели простые 90
 — сложные 90
 Схема управления электрическими сетями 350
 Структура потерь электроэнергии 296

 Тариф на электроэнергию и тепло 40
 — одноставочный 56
 — двухставочный 51
 — дифференцированный 51
 — средний 50

Топливный эффект ГЭС 223

 Уставной фонд 13
 Условия кредитования 97
 Условия начисления дивидендов 97
 Удельная численность персонала 272
 УПС 173
 УОРЭММ 25

 ФЭК 26

 ЦДУ 25

 Численность персонала на ТЭС 143
 — на ГЭС 270
 — в ПЭС 290
 Чистая прибыль 97
 Чувствительность показателей 98
 Чистый дисконтированный доход 91
 — доход платежей 91
 — поток платежей 91

 Эффективность инвестиций экономическая 128
 — абсолютная 127
 — финансовая 91
 Этапы подготовки инвестиционного проекта 307
 Эффект рычага 346

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
<i>Раздел I</i>	
<i>ЭКОНОМИКА ПЕРЕХОДНОГО ПЕРИОДА ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (ЕЭС) РОССИИ</i>	
Глава 1. Еднная Энергетическая система России	5
1.1. Создание ЕЭС России	5
1.2. Развитие ЕЭС России	7
1.3. Инвестиционная политика	11
Вопросы для повторения	12
Глава 2. РАО «ЕЭС России»	13
2.1. Создание РАО «ЕЭС России»	13
2.2. Основные итоги первых лет работы РАО «ЕЭС России»	14
Вопросы для повторения	15
Глава 3. Акционирование и приватизация энергопредприятий	16
3.1. Порядок акционирования и приватизации	16
3.2. Управление электроэнергетическим комплексом посредством пакета акций	19
Вопросы для повторения	23
Глава 4. Организация рынка энергии	24
4.1. Общие положения	24
4.2. Организационная структура ФОРЭМ	26
4.3. Функции организатора ФОРЭМ	26
4.4. Функции оператора ФОРЭМ	27
4.5. Организация купли-продажи энергии	30
4.6. Государственное регулирование на ФОРЭМ	31
4.7. Организация договорных отношений на ФОРЭМ	32
4.8. Порядок взаиморасчетов на ФОРЭМ	33
4.9. Учет и отражение в отчетности операций на ФОРЭМ	35
4.10. Дальнейшее развитие ФОРЭМ	36
Вопросы для повторения	39
Глава 5. Тарифы на электрическую и тепловую энергию	40
5.1. Общие положения	40
5.2. Государственное регулирование тарифов на федеральном уровне	42
5.3. Регулирование тарифов на электроэнергию и мощность, поставляемую на ФОРЭМ	43
5.4. Регулирование тарифов на электроэнергию и мощность, поставляемую с ФОРЭМ	44
5.5. Государственное регулирование тарифов на региональном уровне	45
5.6. Составляющие затраты и прибыли, учитываемые при расчетах тарифов	46
5.7. Порядок расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую потребителям	48

5.8. Расчет среднего по энергоснабжающей организации тарифа на электрическую и тепловую энергию	50
5.9. Расчет дифференцированных тарифов на электроэнергию по группам потребителей	51
5.10. Расчет дифференцированных тарифов за электрическую мощность по группам и категориям потребителей	51
5.11. Расчет дифференцированных (по диапазонам напряжения) ставок тарифов за потребляемую электроэнергию	54
5.12. Определение одноставочных тарифов для различных групп и категорий потребителей	56
5.13. Расчет «выпадающих» доходов энергоснабжающей организации	56
5.14. Расчет тарифов на тепловую энергию	57
Вопросы для повторения	57

Раздел II

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ТЕПЛОВЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Глава 6. Классификация тепловых электростанций и их экономические особенности	59
Вопросы для повторения	61
Глава 7. Ресурсосберегающие и экологически совершенные технологии	62
Вопросы для повторения	66
Глава 8. Капиталовложения в энергетическое оборудование	67
Вопросы для повторения	73
Глава 9. Себестоимость энергетической и других видов продукции электростанций	74
9.1. Общие вопросы	74
9.2. Себестоимость электроэнергии, производимой на КЭС, ГТУ, ПГУ	75
9.3. Себестоимость тепловой и электрической энергии на ТЭЦ	78
9.4. Распределение затрат на ТЭЦ между тепловой и электрической энергией	79
9.5. Расчет себестоимости химической обработки воды	83
Вопросы для повторения	88
Глава 10. Техничко-экономическое обоснование технических решений для ТЭС	90
10.1. Состав основных финансово-экономических показателей для обоснования рациональных технических решений	90
10.2. Особенности экономического обоснования технических решений в области теплоэнергетики	92
10.3. Основные этапы проведения технико-экономического обоснования решений в области теплоэнергетики	93
10.4. Экономический учет экологических последствий от выбросов ТЭС	98
10.5. Учет факторов надежности при технико-экономическом сравнении вариантов на ТЭС	100
10.6. Техничко-экономическое обоснование реконструкции действующих ТЭС	102
10.7. Пример оценки экономической эффективности вариантов энергоснабжения потребителей системы	109

10.8.	Оценка финансовой эффективности выбранного варианта	118
10.9.	Специфика определения показателей абсолютной эффективности инвестиций в реконструкцию	127
	Вопросы для повторения	137
Глава 11.	Управление тепловыми электростанциями	138
11.1.	Производственные структуры управления ТЭС	138
11.2.	Нормирование и организация труда на энергопредприятиях	140
11.3.	Численность персонала ТЭС и определяющие ее факторы	143
	Вопросы для повторения	146

Раздел III

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ

Глава 12.	Гидроэнергетические ресурсы и экономика их использования	147
12.1.	Оценка гидротехнических ресурсов	147
12.2.	Гидравлическое аккумулирование энергии	150
12.3.	Современное состояние гидроэнергетики России и её роль в экономике страны	150
12.4.	Экологические аспекты	160
	Вопросы для повторения	171
Глава 13.	Капиталовложения в строительство гидроэнергетических установок	172
13.1.	Определение стоимости строительства ГЭС на разных стадиях проектирования	172
13.2.	Определение сметной стоимости строительства ГЭС	179
13.3.	Удельные капиталовложения и пути их снижения	182
	Вопросы для повторения	183
Глава 14.	Себестоимость электроэнергии на гидроэлектростанциях	184
14.1.	Расчет издержек производства на ГЭС	184
14.2.	Особенности определения себестоимости электроэнергии на ГАЭС	189
14.3.	Реализация продукции	190
	Вопросы для повторения	191
Глава 15.	Определение основных параметров проектируемых ГЭС	192
15.1.	Общие положения	192
15.2.	Выбор установленной мощности ГЭС	196
15.3.	Выбор отметки нормального подпорного уровня гидроузла	204
15.4.	Выбор глубины сработки (горизонта мертвого объема) водохранилища проектируемых ГЭС	208
15.5.	Интегральная кривая нагрузки (ИКН) и ее использование	211
	Вопросы для повторения	216
Глава 16.	Технико-экономическое обоснование строительства новых и реконструкции действующих ГЭС	218
16.1.	Определение финансово-экономической эффективности инвестиций в строительство ГЭС	218
16.2.	Пример определения финансовой эффективности инвестиций в строительство ГЭС	228
16.3.	Особенности определения показателей эффективности инвестиций в реконструкцию ГЭС	247

16.4.	Расчет экономической эффективности реконструкции ГЭС, не отработавшей предельных сроков службы	252
	Вопросы для повторения	256
Глава 17.	Управление гидроэлектростанциями	257
17.1.	Организационные структуры управления ГЭС	257
17.2.	Управление основными производственными подразделениями ГЭС	261
17.3.	Управление гидротехническим цехом	267
17.4.	Штаты ГЭС и каскадов ГЭС	268
17.5.	Организация оперативного обслуживания	273
	Вопросы для повторения	275

Раздел IV

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЯМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Глава 18.	Капитальные вложения в электроэнергетику	276
18.1.	Сметы строительства	276
18.2.	Приближенные методы оценки капиталовложений	279
18.3.	Удельные капиталовложения, влияющие факторы	281
	Вопросы для повторения	284
Глава 19.	Организация труда и заработной платы в электрических сетях	285
19.1.	Удельные показатели численности	285
19.2.	Затраты труда	288
	Вопросы для повторения	291
Глава 20.	Себестоимость передачи и распределения электроэнергии	292
20.1.	Методы расчета и факторы, влияющие на себестоимость передачи электроэнергии	292
20.2.	Методы расчета эксплуатационных издержек на передачу и распределение электроэнергии	293
20.3.	Планирование затрат на ремонтно-эксплуатационное обслуживание электросетевых объектов	298
Глава 21.	Технико-экономическое обоснование вариантов развития электрических сетей	304
21.1.	Технико-экономическое обоснование строительства новых и реконструкции существующих электрических сетей	305
21.2.	Примеры расчетов экономической и финансовой эффективности инвестиций в электроэнергетике	324
	Вопросы для повторения	349
Глава 22.	Разработка бизнес-плана для электрической сети	335
	Вопросы для повторения	349
Глава 23.	Управление электросетевыми предприятиями	350
23.1.	Организация структуры управления предприятиями электрических сетей	350
23.2.	Оперативное обслуживание	354
23.3.	Эксплуатационно-ремонтное обслуживание	356
	Вопросы для повторения	360
	Список литературы	361
	Предметный указатель	362

Учебное издание

*КОЖЕВНИКОВ Николай Николаевич, АЛЕКСАНДРОВСКИЙ Алексей Юрьевич,
БАСОВА Татьяна Федоровна, БОБЫЛЕВ Александр Викторович,
ДОРОФЕЕВ Владимир Валерианович, ОБРАЗЦОВ Сергей Васильевич,
ПЕТРИКОВА Татьяна Владимировна, ПЕРЧАТКИН Александр Андреевич,
ПУЗИН Григорий Никифорович, СОЛОВЬЕВ Юрий Николаевич,
ФАЙН Илья Иосифович, ЧЕРНОВА Елена Валентиновна,
ЧИНАКАЕВА Насима Сунгатовна*

ЭКОНОМИКА ПРОМЫШЛЕННОСТИ.

В трех томах

**Том 2. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГООБЪЕКТАМИ
Книга 2. РАО «ЕЭС РОССИИ». ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ**

Редактор *Е.А. Улановская*
Художественный редактор *В.Е. Гришин*
Технический редактор *З.Н. Ратникова*
Корректор *В.В. Сомова*

Набор и верстка выполнены на компьютерах Издательства МЭИ
Оператор *Пустошнова Н.В.*

ЛР № 020528 от 05.06.97 г.

Подписано в печать с оригинала-макета 9.02.98	Формат 60×90 1/16
Бумага офсетная	Гарнитура Times
Усл. печ. л. 21,4	Уч.-изд. л. 25,23
Усл. кр.-отт. 21,4	
Тираж 1500 экз.	Заказ 395т
	С-015

Издательство МЭИ, 111250, Москва, Красноказарменная ул., д. 14
Типография НИИ «Геодезия», Московская обл., г. Красноармейск, ул. Центральная, д. 16